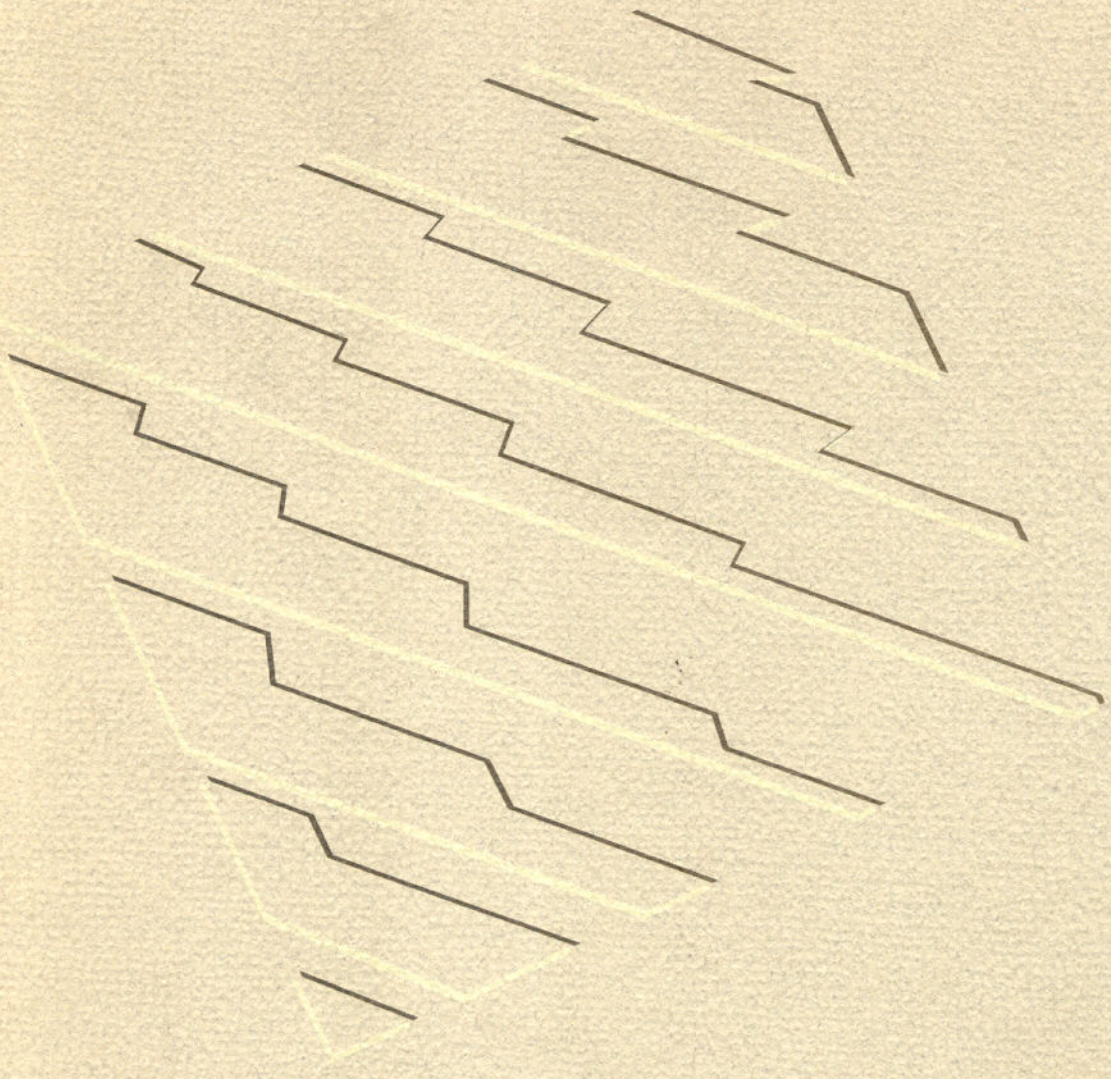
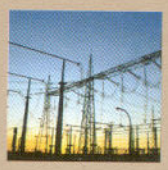


MEMORIA ANUAL 1995

ADMINISTRACION NACIONAL DE USINAS Y TRASMISIONES ELECTRICAS

REPUBLICA ORIENTAL DEL URUGUAY

U. T. E.
BIBLIOTECA



MEMORIA ANUAL 1995

ADMINISTRACION NACIONAL DE
USINAS Y TRASMISIONES ELECTRICAS

REPUBLICA ORIENTAL DEL URUGUAY

2998

6 Introducción

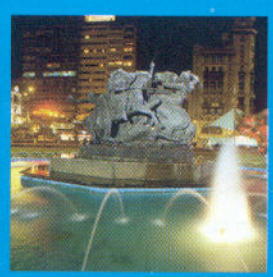
12 1 La Empresa y su Entorno

56 4 Gestión de los Recursos

Contenido

16 2 Gestión de Instalaciones

46 3 Comercialización del Producto



82 5 Consultoría Externa

93 Información Económica y Estados Contables

Este es nuestro mensaje

Montevideo, 31 de diciembre de 1995

El 25 de setiembre de 1995, asumimos la Presidencia de UTE, compartiendo el Directorio con los Señores Renán Peraza (Vicepresidente), Cr. Mario Soto Platero, Dr. Ronald Pais Bermúdez, y Don Luis Leglise, como un inmenso honor de alta responsabilidad, que nos confío el Sr. Presidente Dr. Julio María Sanguinetti y el Senado de la República.

De inmediato percibimos la magnitud de la tarea. Debíamos continuar con un camino de crecimiento marcado por políticas empresariales, generadas en anteriores dignísimos Directorios, que apoyados en un excelente equipo humano habían transformado la empresa colocando a la eficiencia y a la calidad del servicio al cliente como un objetivo prioritario y esencial.

UTE creada en 1912, como entidad estatal con el objetivo de brindar energía eléctrica para todos y a precios accesibles, es hasta hoy -en grandes números-, la empresa eléctrica de 3 millones de uruguayos, con más de 1 millón de clientes, con una facturación anual de 554 millones de dólares, con un patrimonio de 1.921 millones de dólares, con 9619 colaboradores, y con una capacidad de generación propia de 1.163 MW, operando 3 centrales hidráulicas y 2 térmicas, con una red de transporte y distribución que cubre todo el país, y abastece al 96% de la población, con una permanente y constante demanda de crecimiento anual del orden del 4 %.

Percibimos de inmediato una empresa con definidos objetivos diarios, brindar un suministro de energía eléctrica de calidad y en cantidad suficiente, para bienestar de nuestra gente y para impulsar el desarrollo empresarial en todos los sectores.

Por otra parte, percibimos la necesidad de seguir creciendo en generación, con la repotenciación y modernización de la Central Hidroeléctrica Dr. Gabriel Terra y de la Central Térmica José Batlle y Ordóñez, hoy ambas en proceso de ejecución; y el impostergable objetivo de procurar nuevas fuentes energéticas, que diversifiquen nuestro abastecimiento y nos coloquen en mejores condiciones de competitividad.

Es así que continuamos con ANCAP, al impulso del Sr. Ministro de Industria, Energía y Minería, Cr. Federico Slinger, tratativas con el Gobernador de la Provincia de Entre Ríos Dr. Jorge Busti, para participar en la construcción del Gasoducto del Litoral a construirse en dicha Provincia, con el propósito de que el gas natural pudiera acceder al Uruguay como fuente de energía limpia, económica y de excelente poder calorífico, para generar electricidad, y para dotar al país de este nuevo elemento de desarrollo.

Paralelamente captamos que los tiempos del MERCOSUR, apresuraban las obras de integración eléctrica con la República Federativa de Brasil , ya consolidada

desde 1979 con la República Argentina, a través de la represa binacional de Salto Grande.

Se continuaron con renovado esfuerzo las gestiones para construir la estación conversora y transformadora entre las ciudades de Rivera y Santana do Livramento, cuyo financiamiento es apoyado por el BID. Asimismo, se apresuraron los estudios para definir la viabilidad técnica, financiera y comercial del proyecto de interconexión en alta tensión, con el Estado de Río Grande do Sul, a partir de la prolongación de la red de 500 kV, de la ciudad de San Carlos, departamento de Maldonado.

Persuadidos por la importancia de un suministro permanente, sin interrupción y en tensión adecuada, el Banco Mundial ha otorgado y comprometido a UTE, un préstamo que posibilitará mejoras en la redes de transporte y distribución en media y baja tensión, con una inversión de 200 millones de dólares, destinada a cubrir la Capital, las Ciudades de la Costa Sur y de todas las poblaciones del Interior del país de más de 10.000 habitantes, lo que permitirá una recuperación y renovación paulatina de toda la red nacional en un plazo de 10 años.

Esta empresa eléctrica de los uruguayos presta además atención al cuidado y conservación del ambiente, para legar a las nuevas generaciones un desarrollo sostenible y sano.

Es insoslayable la mención a la actuación de UTE a nivel mundial, como consultora externa en distintos enfoques de gestión empresarial, exportando así a América, Europa y Asia, a través de estos servicios, tecnología, experiencia e inteligencia.

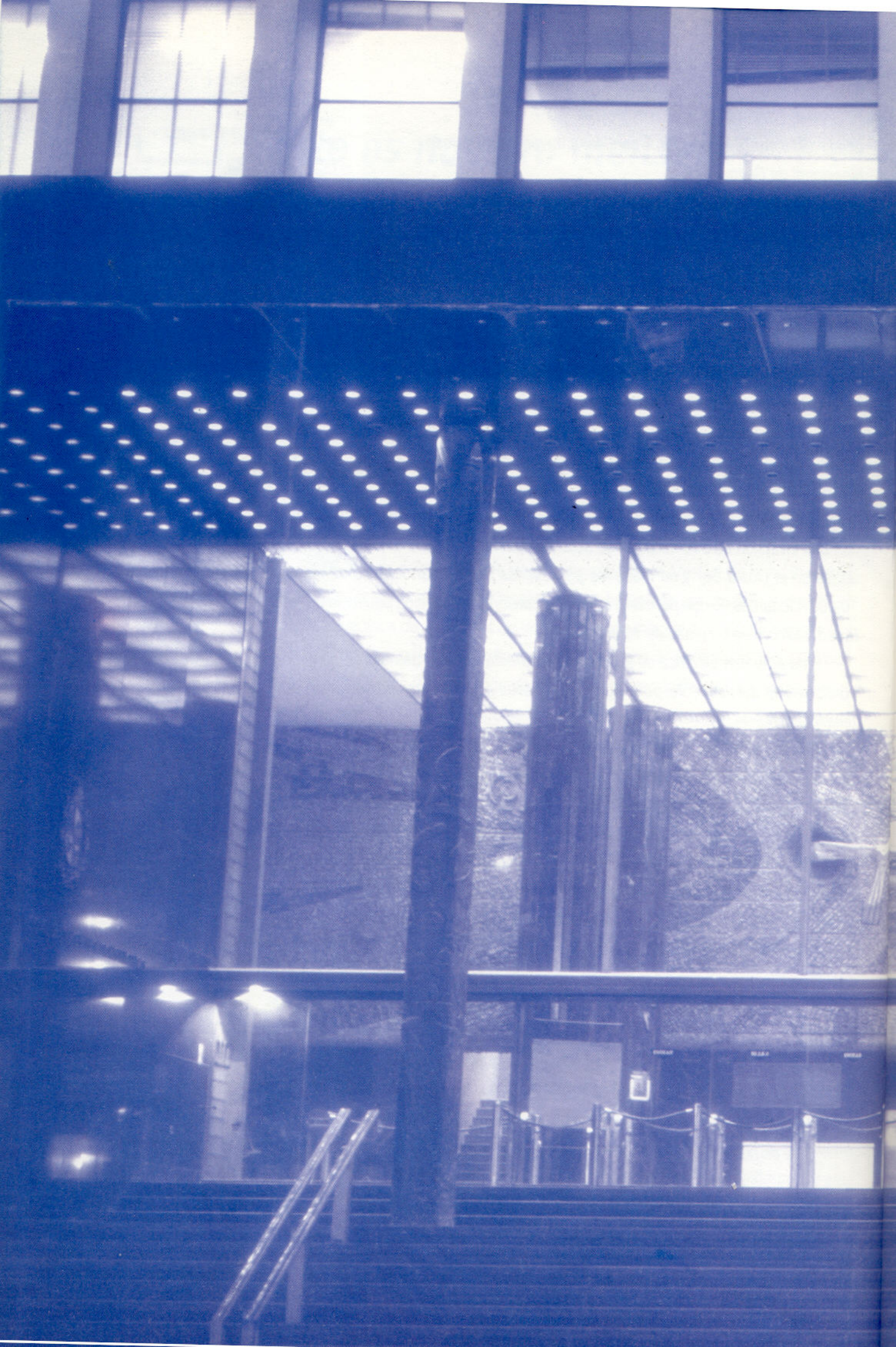
Finalmente cabe un acotación que involucra a todos los colaboradores de la empresa: la permanente mejora de gestión y atención a nuestros clientes, que han dejado de ser meros suscriptores para pasar a constituirse en el principal objetivo de la empresa. Esta idea central es el motor de la UTE, calidad de servicio con el propósito de lograr el más alto nivel de excelencia.

Los tiempos de cambio que se anuncian con un proyecto legal de marco regulatorio de la actividad eléctrica en el país, que avizora épocas de competitividad, la encuentran a UTE dispuesta a la apertura y a defender lealmente su mercado y sus intereses, que son los intereses del país y de todos los uruguayos .

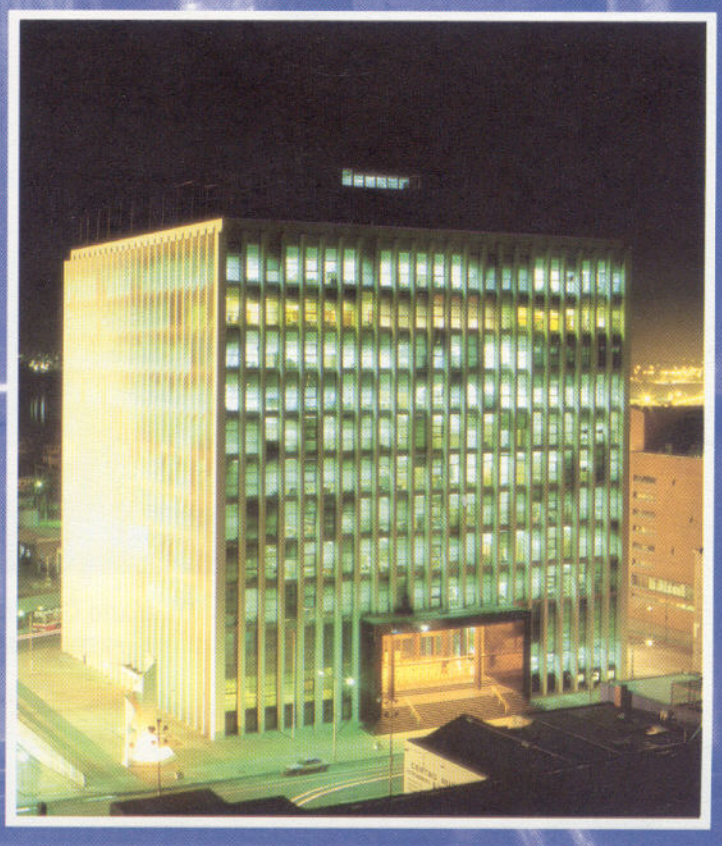
Para seguir creciendo se hace necesario que todos aportemos trabajo, inteligencia, tesón, patriotismo y visión de futuro esperanzador.

Este es nuestro mensaje.

Dr. Mario Carminatti
PRESIDENTE



Introducción



Personal directivo y gerencial superior

Directorio(*)

Sr. Raúl Jude(*)
VOCAL

Sr. Omar Pérez(*)
VOCAL

Ing. Ruperto Long(*)
PRESIDENTE

Dr. Carlos Abdala(*)
VICE PRESIDENTE

Dr. Mario Reibakas(*)
VOCAL

Directorio(**)

Sr. Renán Peraza(**)
VICE PRESIDENTE

Dr. Mario Carminatti(**)
PRESIDENTE

Cr. Mario Soto Platero (**)
VOCAL

Sr. Luis Leglise(**)
VOCAL

Dr. Ronald Pais Bermúdez (**)
VOCAL

(*) Hasta el 25/9/95

(**) Asumió el 25/09/95

Gerencia General

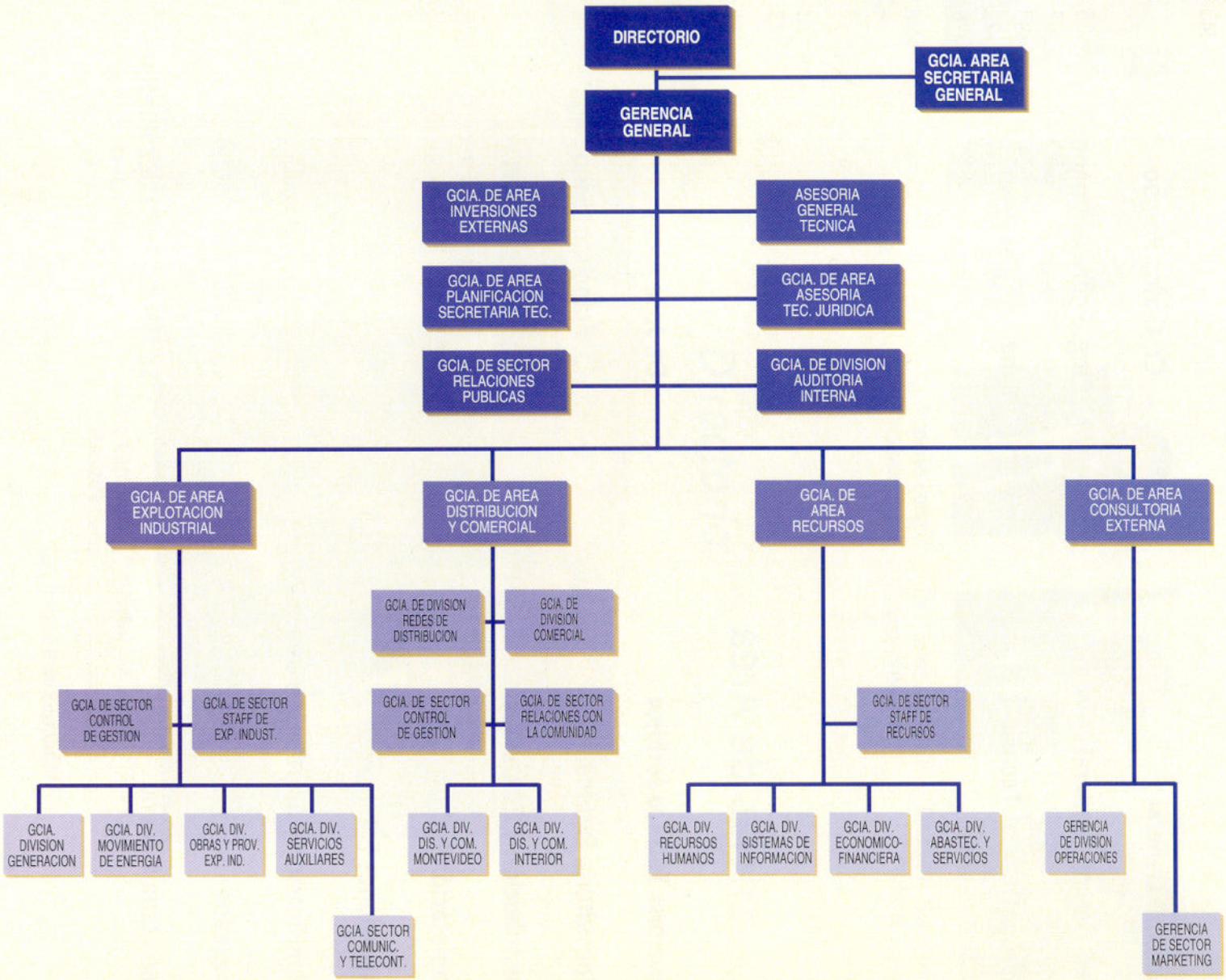
Gerente General	Cr. Carlos Pombo
Sub Gerente General	Ing. Pedro Antmann (*)
Asesor General Técnico	Ing. Jorge Fontana

Gerencias de Area

Asesoría Técnico Jurídica	Dr. José Alem
Consultoría Externa	Cr. Francisco Llano
Distribución y Comercial	Ing. Carlos Milans
Explotación Industrial	Ing. Jorge Croce
Inversiones Externas	
Planificación y Secretaría Técnica	Cr. Luis Arostegui
Recursos	Cr. Raúl López Deleris
Secretaría General	Sr. Héctor González Introini

(*)A partir del 5/4/95 en comisión en el Ministerio de Industria, Energía y Minería.

ORGANIGRAMA GENERAL DE UTE



DATOS (1)	1990	1993	1994	1995
Potencia instalada (MW)(2)	1.597	1.977	1.982	2.108
Carga máxima anual (MW)	952	1.108	1.167	1.204
Extensión de la red de trasmisión (km)	3.862	3.862	4.157	4.249
Extensión de la red de distribución (km)(3)	38.389	43.091	44.239	47.348
Energía generada por UTE (GWh)	1.791	2.994	2.802	2.935
Energía comprada (GWh)(4)	3.686	4.040	3.334	3.385
Energía exportada (GWh)(5)	770	1.450	344	198
Energía para uso interno (GWh)	4.707	5.584	5.792	6.122
Energía facturada (GWh)(6)	3.737	4.518	4.655	4.978
Cantidad de servicios activos (10^3)	982	1.036	1.054	1.077
Energía promedio por cliente (kWh)(6)	3.804	4.361	4.416	4.622
Extensión de la red por cliente (metros)	43	45	46	48
Cantidad de funcionarios	11.432	9.934	9.694	9.619
Cantidad de servicios por funcionario	86	104	109	112
Energía promedio por funcionario (kWh)(6)	326.889	454.802	480.194	517.517
Ventas Mercado Interno (U$S 10^3)	264.058	361.938	464.102	546.225

NOTAS

1) Los datos corresponden al 31/12 de cada ejercicio, siendo los valores acumulados correspondientes a los últimos 12 meses.

2) Incluye la cuota parte correspondiente a Salto Grande y Diesel autónomo.

3) La serie histórica fue recalculada a partir de los datos del año 1995, resultado de la implantación de la Base de Datos de Instalaciones (BDI).

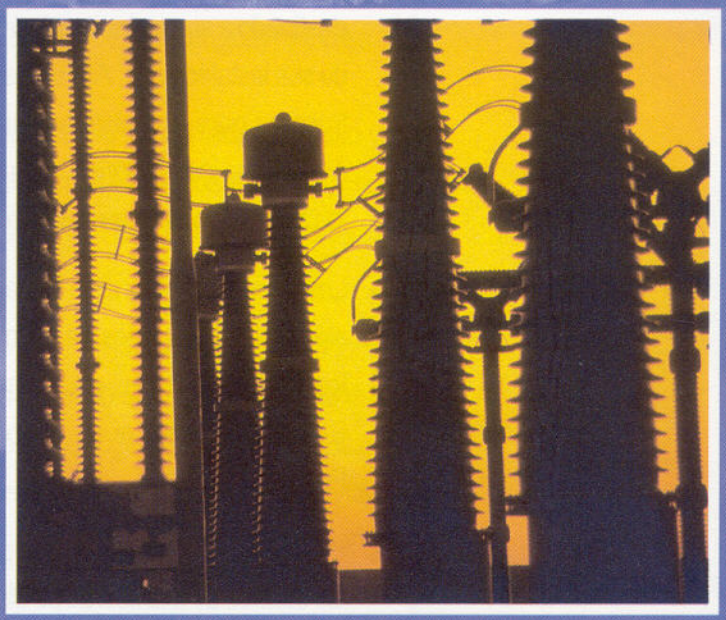
4) Corresponde a la participación uruguaya en Salto Grande según Convenio, a la importación de Argentina y a la energía tomada de Salto Grande por encima de la cuota parte del Convenio de referencia.

5) Incluye la energía exportada a Brasil y Argentina y la tomada por ésta de Salto Grande, por encima de su cuota parte.

6) Mercado interno; comprende también autoconsumos.

1

La Empresa y su entorno



Sin pretender recorrer la historia del año 1995, este capítulo de la Memoria esta destinado a referir ciertos aspectos fundamentales que han pautado la gestión de UTE en el último año, sustentando una cultura empresarial que se ha vuelto punto de referencia y polo de atracción en lo nacional e internacional.

Entonces -y en beneficio de la síntesis anual y en homenaje a los recursos humanos que, por acumulación de experiencias, trasmisión y evolución tecnológica, han contribuido a la conformación de la actual cultura empresarial- se exponen aconteceres de un pasado inmediato, que pone de manifiesto los atributos más sobresalientes del año 1995.

- Como forma de dar continuidad al proceso de cambio emprendido a partir de 1988, y en aras de consolidar una cultura integral y corporativa de dirección y gestión en el marco de una mejora continua, se aprobó el 15 de marzo de 1995 el «Proyecto de Rediseño del Negocio - UTE Siglo XXI» como primer escalón en esta segunda etapa del Proyecto de Mejora Global Corporativo.

- Se ha proseguido con la integración de la gestión ambiental en las actividades de UTE, conscientes de la preocupación nacional y mundial sobre el tema, tratando de considerar los impactos dentro del ciclo de los proyectos y realizando un análisis de los planes de expansión, de cara a eliminar aquellos evitables o minimizar y compensar los inevitables, a efectos de incorporar los costos ambientales al proceso de selección de las alternativas de desarrollo.

- Se ha continuado con el Proyecto de Renovación de la Central Dr. Gabriel Terra destinado a aumentar la vida útil del emprendimiento y a incrementar la disponibilidad de sus instalaciones. Así, en este ejercicio, fueron completándose los proyectos constructivos para las unidades generadoras con los ajustes correspondientes a la situación de las instalaciones de la Unidad IV y compuertas del aliviadero, así como con los ajustes que la operación de las unidades renovadas mostraban como necesarios.

- Los Centros de Atención Zonales de Trasmisión, para el telecontrol y la telesupervisión de las estaciones de trasmisión de 150 kV, comenzaron en servicio industrial en los centros ubicados en Treinta y Tres controlando las estaciones de Valentines y Enrique Martínez; el de Salto controlando Arapey y el de Maldonado controlando Punta del Este.

- Un importante avance en la operación de las redes del interior, fue la instalación de los centros de maniobras de distribución (CMD). El 89% de los clientes y el 88% de la potencia instalada están bajo su control, lo que ha significado una mejora en cuanto a la cobertura del país.

- Se ha mantenido la tendencia favorable del índice de interrupciones de valores acumulado en todos los tipos de redes, estaciones y subestaciones.

- Se ha incrementado la actividad vinculada al desarrollo de la electrificación rural, concretándose el tendido de 2.000 km de líneas de media y baja tensión, siendo la mayor cifra realizada en un ejercicio, en la historia de la electrificación rural.
  Del total realizado, 682 km se ejecutaron en la modalidad de obras realizadas por el cliente, con el aporte de materiales básicos y control de las obras por parte de UTE.

- Se han alcanzado los 4.973 GWh de venta de energía eléctrica al mercado interno, con un monto aproximado a los 546 millones de dólares, lo que representa un incremento del 6,8 % de crecimiento en unidades físicas respecto al año anterior.

- Se ha consolidado nuestra presencia como consultores para el cambio, mediante el desarrollo de un frente de negocios orientado a la resolución integral de la función comercial, en las empresas de servicio público.
  Asimismo, se ha fortalecido nuestra presencia en América Latina. Fuera del área latinoamericana, se ha buscado dar a conocer la gama de actividades desarrollada por nuestra consultoría externa, mediante el envío de folletería en inglés, a países de Europa del Este y Asia.

- Se han proseguido los estudios vinculados con las interconexiones con Brasil. En Extra Alta Tensión, estos concluyeron la factibilidad de interconectar San Carlos (Uruguay) y Presidente Médici (Brasil) y Palmar (Uruguay) y Alegrete (Brasil), ambas en corriente alterna, 500 kV, de un porte de 300 MW de potencia. Se ha analizado además una nueva alternativa de interconexión entre San Carlos (Uruguay) y Gravataí (Brasil).

  La interconexión a través de Rivera - Livramento, en 150 kV del lado uruguayo y en 230 kV del lado brasilero, incluye una estación conversora de frecuencia 50/60 Hz. Con respecto a la interconexión Chuy - Chui se incrementó la potencia vendida a la empresa brasileña hasta 3,5 MW.

- Se ha continuado con el plan de promoción y difusión de un proceso de calidad total iniciado en 1994, con la presentación al Premio Nacional de Calidad de la Gerencia de División Sistema de Información. La experiencia así recogida sirvió para propósitos de autoevaluación y planeación de los procesos de mejora. El mismo ha servido de estimulo para diferentes acciones que se han desarrollado en el área Distribución y Comercial.

2

Gestión de Instalaciones

BALANCE ENERGETICO 1995 (GWh)(1)

PRODUCCION BRUTA 6320 (100,00%)

SISTEMA INTERCONECTADO 6316 (99,94%)

SISTEMA AUTONOMO DIESEL 4 (0,06%)

GENERACION UTE 2931 (46,38%)

HIDRAULICA	VAPOR	TURBO-GAS	DIESEL
2554 (40,41%)	334 (5,29%)	43 (0,68%)	0 (0%)

COMPRAS 3385 (53,56%)

COMPRAS A C.T.M.	COMPRAS A ARGENTINA
3197 (50,59%)	188 (2,97%)

CONSUMO PROPIO 37(2)

ENERGIA DISPONIBLE EN BARRAS DE TRASMISION 6279 (99,35%)

GENERACION NETA A UTE	ENERGIA COMPRADA
2894 (45,79%)	3385 (53,56%)

PERDIDAS TRASMISION 266

EXPORTACION ARGENTINA 186 (2,94%)

PRODUCCION ENTREGADA A REDES DE DISTRIBUCION 5831 (92,26%)

PERDIDAS DISTRIBUCION Y COMERCIAL 846

EXPORTACION BRASIL 12 (0,19%)

TOTAL CONSUMO NACIONAL 4973 (78,69%)

GENERAL	RESIDENCIAL	GRANDES CONS.	MEDIANOS CONS.	OTRAS MULTIH.	ALUMB. PUB.	AUTO CONSUMO
1278 (20,22%)	2311 (36,57%)	1018 (16,11%)	167 (2,64%)	50 (0,80%)	133 (2,10%)	16 (0,25%)

PERDIDAS 1112 (3)

(1) LOS PORCENTAJES SE CALCULAN EN BASE A LA PRODUCCION BRUTA
(2) INCLUYE LOS CONSUMOS DE LAS POBLACIONES DE LAS CENTRALES HIDROELECTRICAS POR UN TOTAL DE 5 GWh
(3) PERDIDAS EN LAS REDES Y COMERCIALES

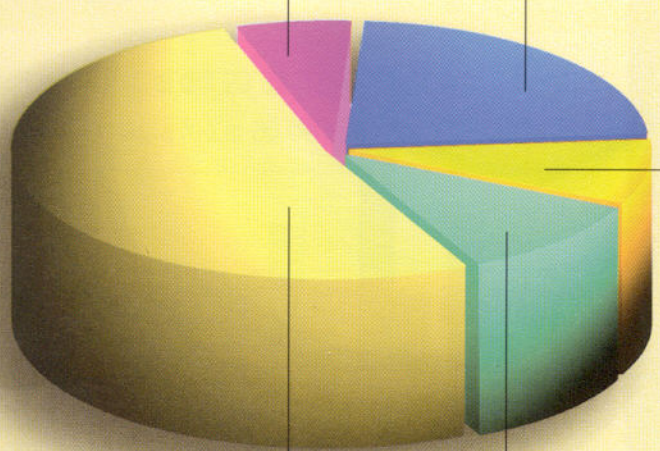
PRODUCCION

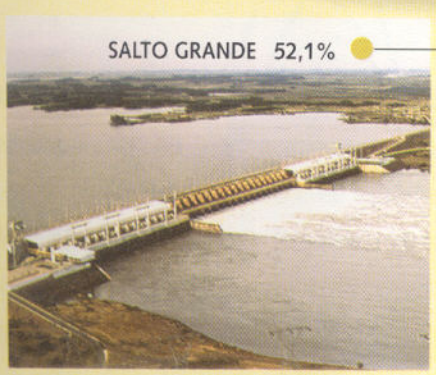
La producción total de energía eléctrica en el año 1995 fue de 6.132 GWh (incluyendo la cuota parte correspondiente a Uruguay de la energía generada por la Central Binacional de Salto Grande), cifra que representó un incremento de 11 GWh respecto al año anterior.

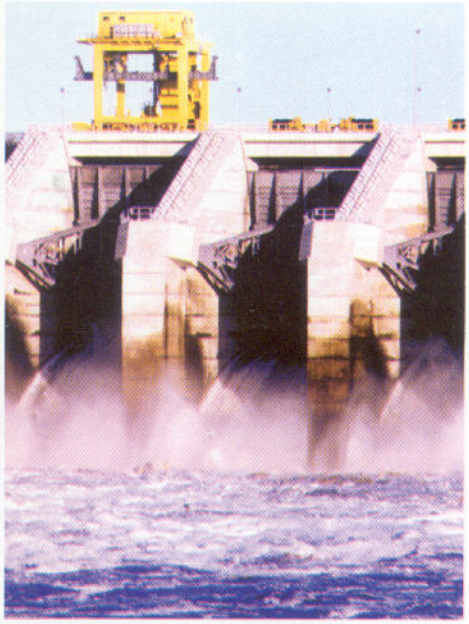
El incremento registrado fue, en parte, afectado por la tendencia a la baja registrada en los intercambios con la República Argentina.

COMPOSICION DE LA PRODUCCION

(*) incluye diesel autónomos





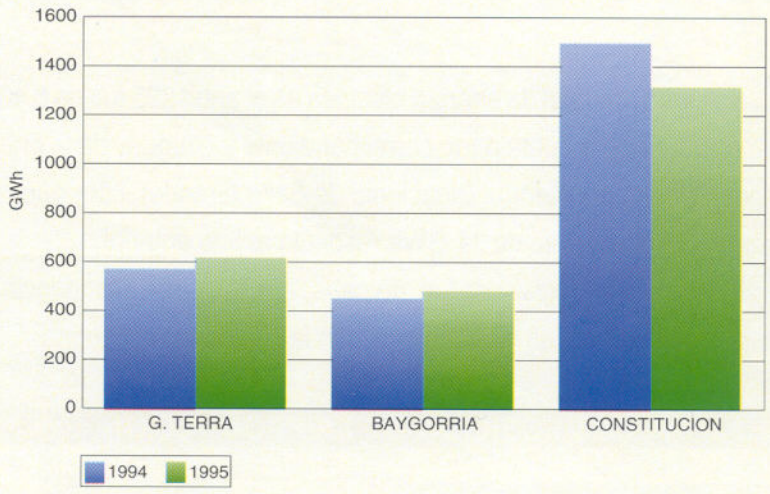


Vertederos de la **C. H. Constitución**

6a. Unidad de la **C.T. José Batlle y Ordóñez**

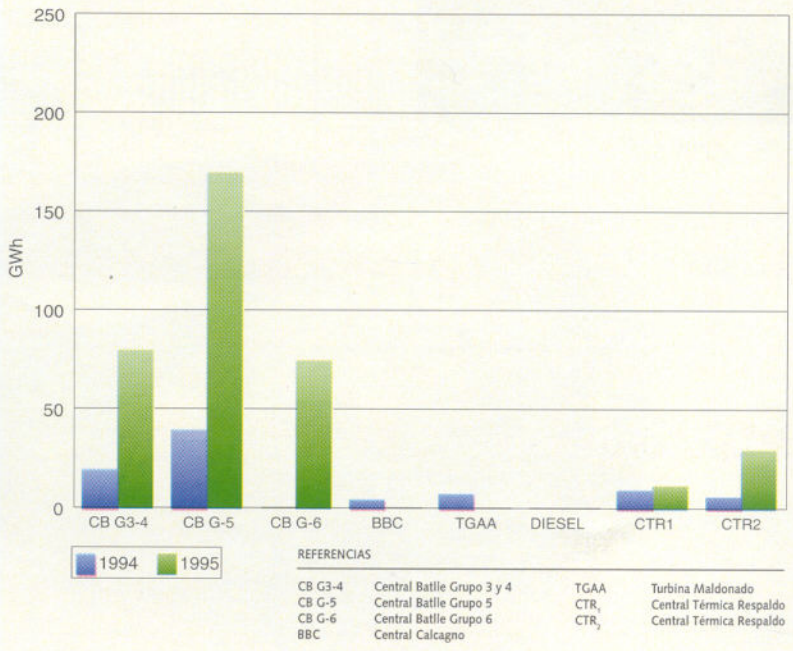
GENERACION HIDRAULICA POR CENTRAL

Acumulado anual



GENERACION TERMICA POR GRUPO

Acumulado anual



La energía entregada al sistema nacional fue 6.117 GWh, representando un incremento del 5,7% respecto a 1994, en tanto la máxima potencia demandada se incrementó un 3,2%. De lo expuesto, se concluye en una mejora del factor de carga del sistema, el que se situó en 58%, siendo el mayor valor alcanzado desde 1978 y que superó el del año 1993, que había tenido un valor del 57%. La razón de ello puede obedecer, entre otros, a la política tarifaria encarada con vistas a la

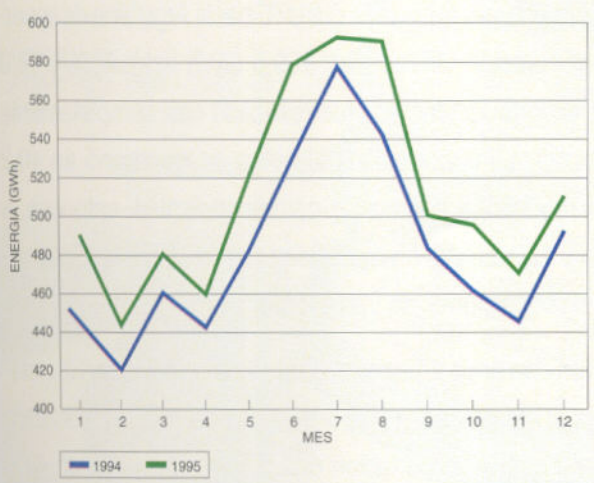
C.H. Baygorria

racionalización del uso eléctrico, acompañada de los programas de reducción de pérdidas e instalación de precintos para evitar acciones fraudulentas sobre los medidores. Es de señalar que, en otras oportunidades en que los valores del factor de carga registraron valores elevados (años 1979 y 1989) éstos tuvieron su origen en una demanda controlada mediante cortes compulsivos derivados de la escasez de recursos hídricos.

El pico máximo se produjo el día 29 de junio, con 1.204 MW, y el día de mayor consumo de energía fue el 30 de junio con 22.533 MWh.

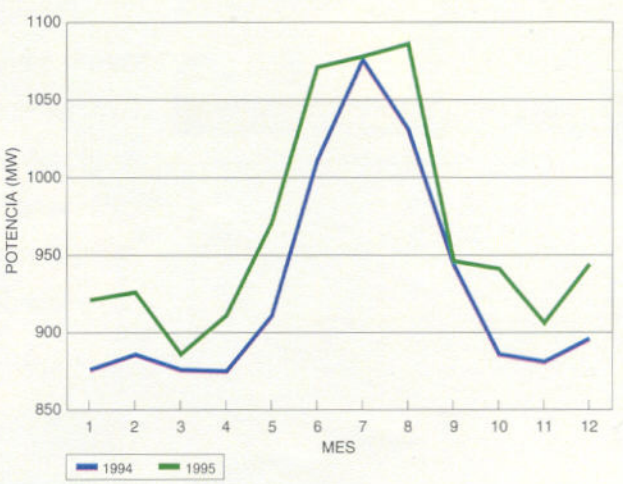
EVOLUCION DE LA ENERGIA AL SISTEMA

Mensual



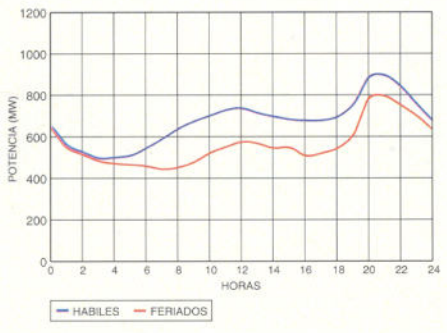
EVOLUCION DE LOS PICOS MEDIOS MAXIMOS

Promedio pico máximo día hábil

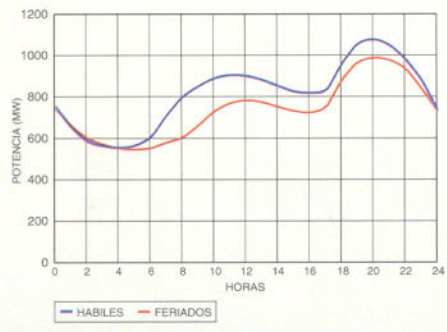


DIAGRAMAS DE CARGA MEDIA

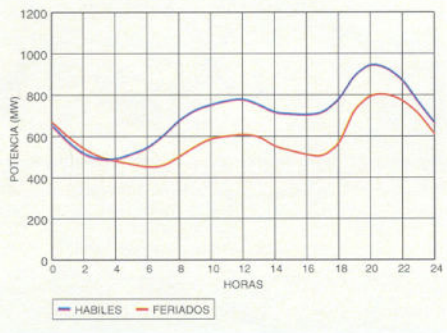
MARZO



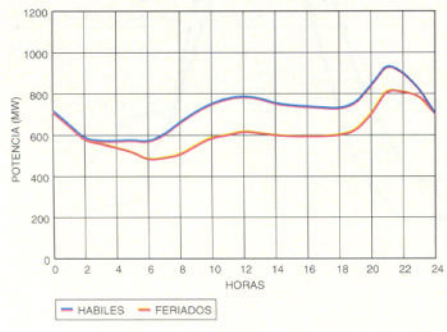
JUNIO

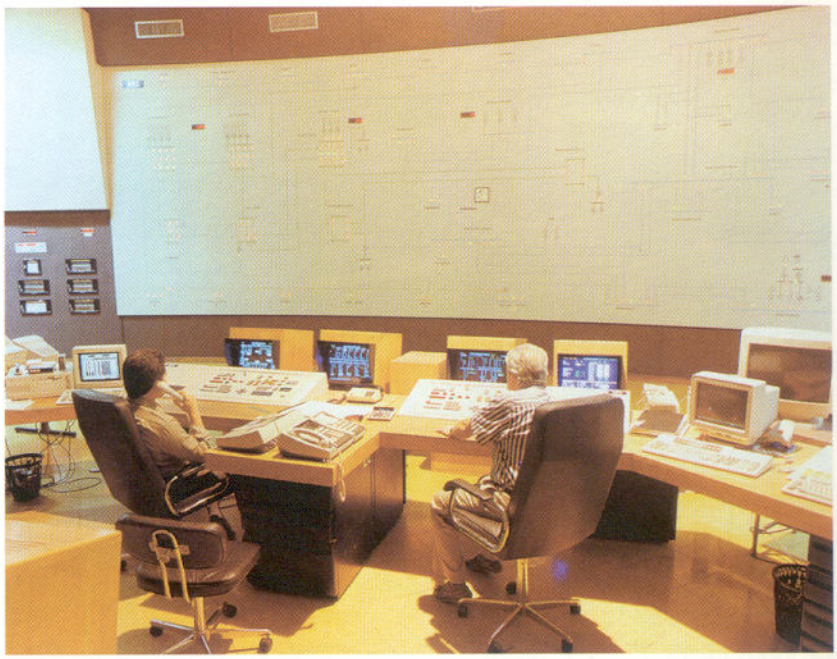


SETIEMBRE



DICIEMBRE





Despacho Nacional de Cargas

Sistema interconectado

La exportación de energía producida por UTE hacia el sistema argentino fue 186,4 GWh y la exportación de energía producida por la parte uruguaya de Salto Grande alcanzó los 55,7 GWh, totalizando 242,1 GWh.

La importación de energía de Argentina fue 187,9 GWh.

Los intercambios con Brasil llegaron a 12,3 GWh exportados (Chuí) y 0,036 GWh importados por UTE (Cerrillada).

El desglose de la energía exportada por UTE hacia Argentina de acuerdo a la fuente de generación utilizada es: 169,5 GWh hidráulicos y 16,8 GWh térmicos. La exportación térmica fue realizada casi completamente en modalidad potencia. La exportación hidráulica se discriminó en 40,2 GWh vendidos en modalidad potencia y correspondientes, entonces, a energía embalsada y 129,3 GWh en modalidad sustitución, o sea, asociados a excedentes en condiciones de vertimiento.

La comparación con años anteriores de los intercambios con el sistema argentino refleja el efecto de la relativa escasez del recurso hidráulico durante 1995. Es así que, la exportación de UTE, se redujo en un 44%

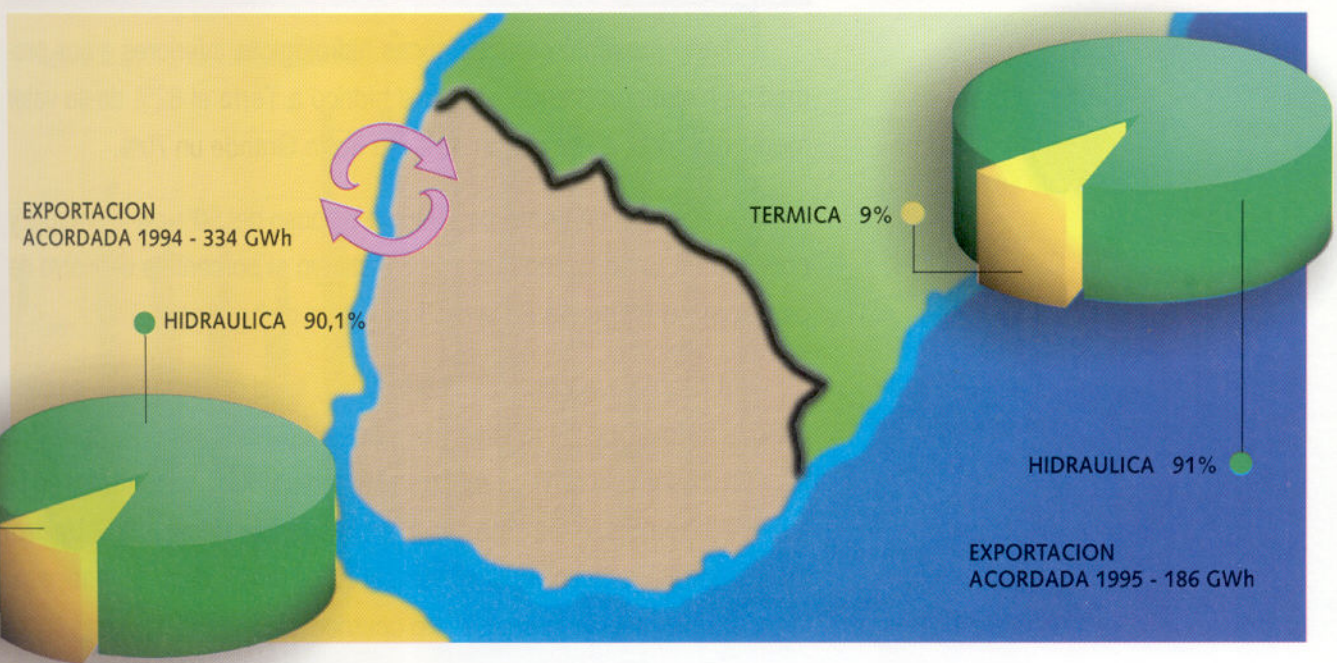
respecto a la efectuada en el año anterior, mientras que la importación tuvo un incremento de 1140%.

Durante el año, no se constataron perturbaciones que afectaran a la mayor parte del sistema. No obstante, se produjeron algunos incidentes a nivel local y de cierta importancia, a saber:

- caída de dos torres de la línea Arapey-Tomás Gomensoro, cuya duración superó las 52 horas;
- el incendio de un transformador en la subestación Montevideo E, que tuvo como consecuencia una salida de servicio de las unidades 3ª y 5ª de la Central Batlle;
- la salida de servicio de las líneas B - C, por falla en el cable piloto asociado, que produjo un corte en las subestaciones Montevideo C, E, F, H, K, Santiago Vázquez, Libertad y Juan Lacaze;
- falla en la línea Terra-Young, lo que se tradujo en cortes en las ciudades de Durazno, Florida, Valentines, Treinta y Tres, Melo, Tacuarembó, Rivera y las cargas atendidas desde la barra de 30 kV de la Central Terra.

Por otra parte, durante 1995, hubo 7 perturbaciones en el sistema argentino, que provocaron cortes en el sistema uruguayo por actuación de las protecciones de subfrecuencia. La energía cortada en el año por este concepto fue 83 MWh.

EXPORTACION ACORDADA A ARGENTINA 1994-1995



Vista panorámica de la **C.H. Baygorria**

Recursos Energéticos

El año presentó características hidrológicas inferiores a sus promedios históricos, siendo el aporte hídrico a Terra el 82% de su valor medio histórico, a Palmar un 45% y a Salto Grande un 70%.

Desde el 1º de enero de 1995 se dispuso del 50% de la energía y potencia de Salto Grande, lo que constituyó el porcentaje definitivo de participación uruguaya en la producción de dicha central.

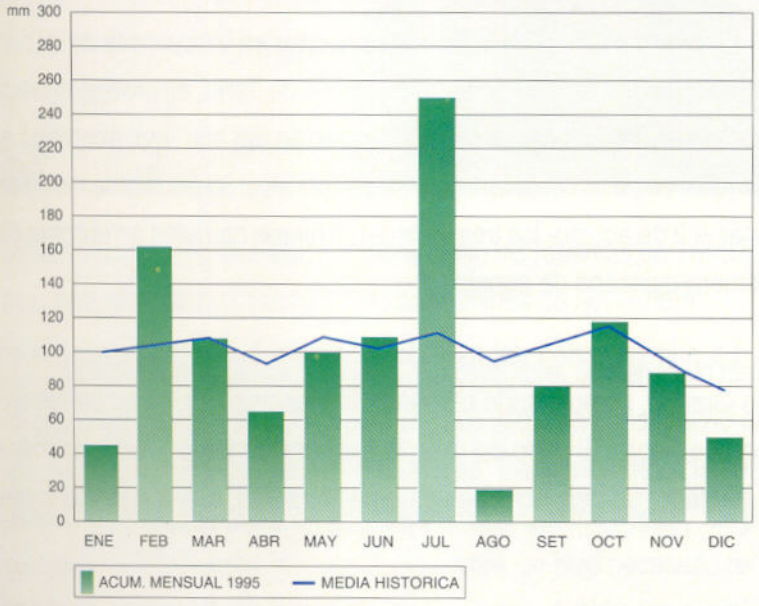
En cuanto a la generación hidráulica, en el correr del año se concretó la renovación de la segunda máquina de la Central Terra, la que sacada de servicio el 1º de marzo, entró en paralelo nuevamente en el mes de diciembre. Asimismo, en cuanto al parque térmico, la 6ª Unidad de la Central Batlle volvió al servicio el 20 de junio, luego de terminada la reparación asociada al siniestro ocurrido el 25.02.92.

Durante los meses de verano, los altos aportes de Salto Grande y la energía disponible en el embalse de la Central Terra permitieron atender la demanda con generación hidráulica exclusivamente.

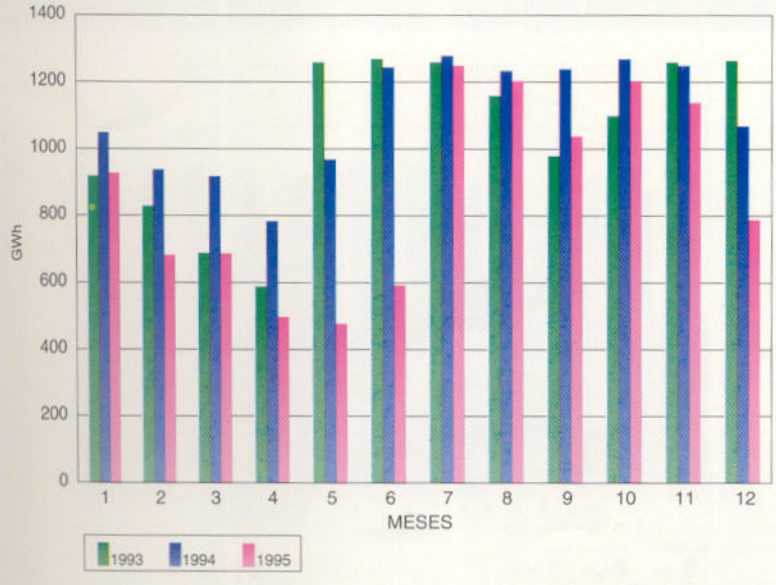
Hacia fines de marzo, los aportes de Salto Grande comenzaron a disminuir, lo cual fue compensado utilizando el agua embalsada en Palmar.

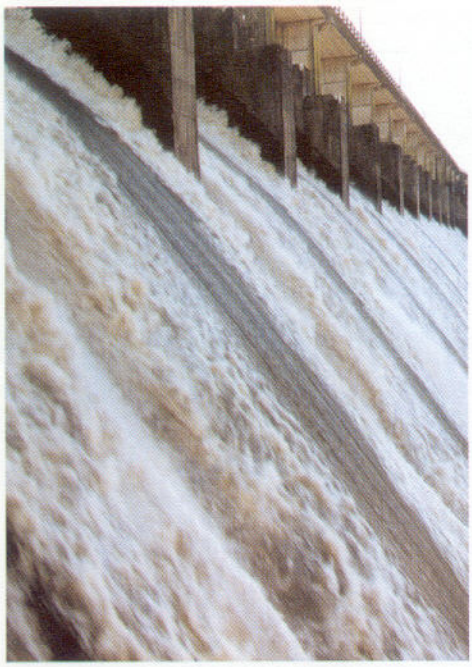
El primer período de generación térmica del año aconteció en los

ACUMULADO MENSUAL DE LLUVIA EN LA CUENCA DE TERRA 1995



RESERVAS HIDRAULICAS EMBALSES DEL RIO NEGRO





Vertederos de la C.H. Dr. Gabriel Terra

meses de abril y mayo, asociada a los bajos aportes de Salto Grande, despachándose la 5ª Unidad de la Central Batlle y recurriendo a la importación.

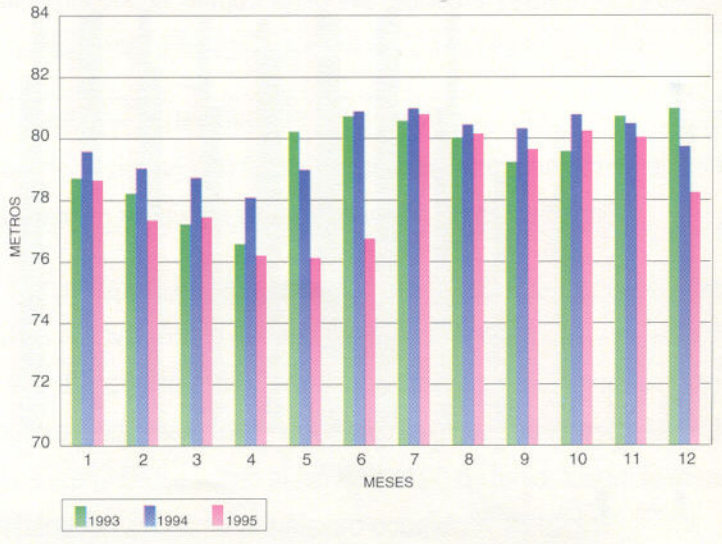
A comienzos de mayo, se produjo una mejora parcial en los aportes del Río Uruguay, de corta duración, y a mediados del mismo mes, un empeoramiento de los recursos hídricos que, sumado al aumento de demanda típica del invierno, provocaron la entrada en servicio de todo el parque térmico disponible, en rápida sucesión; situación que se mantuvo hasta la primera semana de julio. La importación de energía para este período totalizó 135,4 GWh.

El resto del mes de julio tuvo altos aportes en las cuencas de los ríos Uruguay y Negro. Particularmente en el lago de Terra, se produjo el único episodio de vertimiento por control de crecida del año -que aconteció el 29 de julio, seguido por la apertura de Baygorria el 30 del mismo mes y de Palmar el 2 de agosto- los tres vertederos fueron cerrados en el correr de la primera quincena de agosto.

La primera mitad del mes de setiembre fue de bajos aportes en Salto Grande, compensado utilizando las reservas de los embalses sobre el Río Negro. El resto del mes, los aportes de Salto Grande permitieron mantener un despacho plenamente hidraúlico, con vertederos cerrados.

En octubre, la situación mejoró apreciablemente debido al aumento de aportes en todas las cuencas. Se despachó fundamentalmente con

DR. GABRIEL TERRA - NIVELES

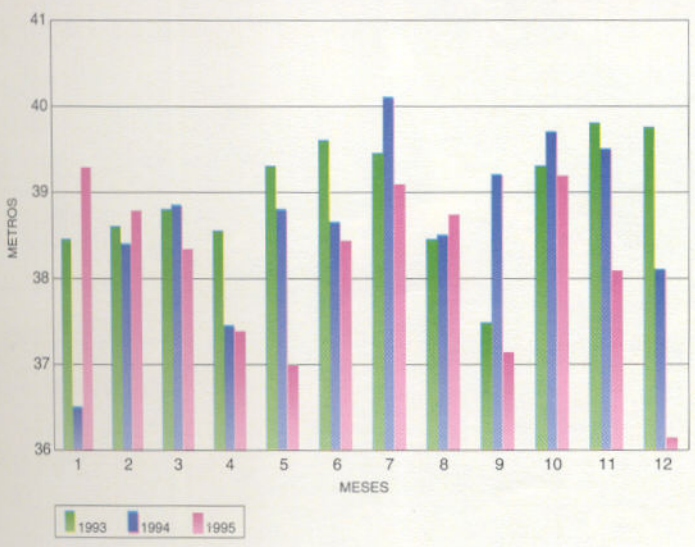


C.H. Constitución

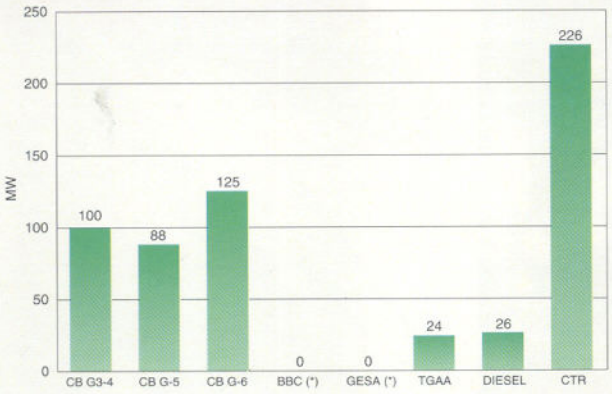
generación de Salto Grande, recuperándose las reservas en Terra y Palmar. Esta situación se mantuvo hasta mediados de noviembre.

A partir de la segunda quincena de noviembre, comenzó un período de bajos aportes en todas las cuencas, que provocó el despacho de todos los recursos de generación disponibles. En el mes de diciembre se despacharon las Unidades 5ª, 6ª y Sala B de la Central Batlle y fue preciso recurrir a importación. A fines de diciembre, se hizo necesario recurrir a la Central Térmica de Respaldo (La Tablada), debido a que se había alcanzado la cota mínima operativa de Palmar.

CONSTITUCION - NIVELES



POTENCIA INSTALADA EN GRUPOS TERMICOS

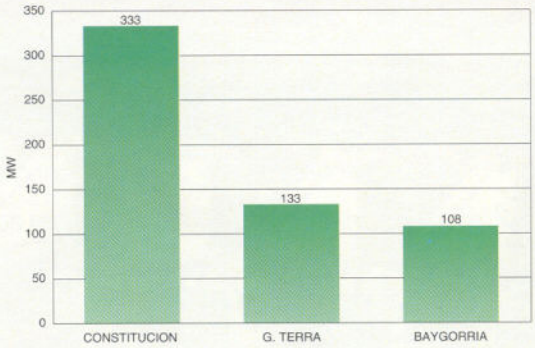


(*) Máquinas desafectadas del servicio

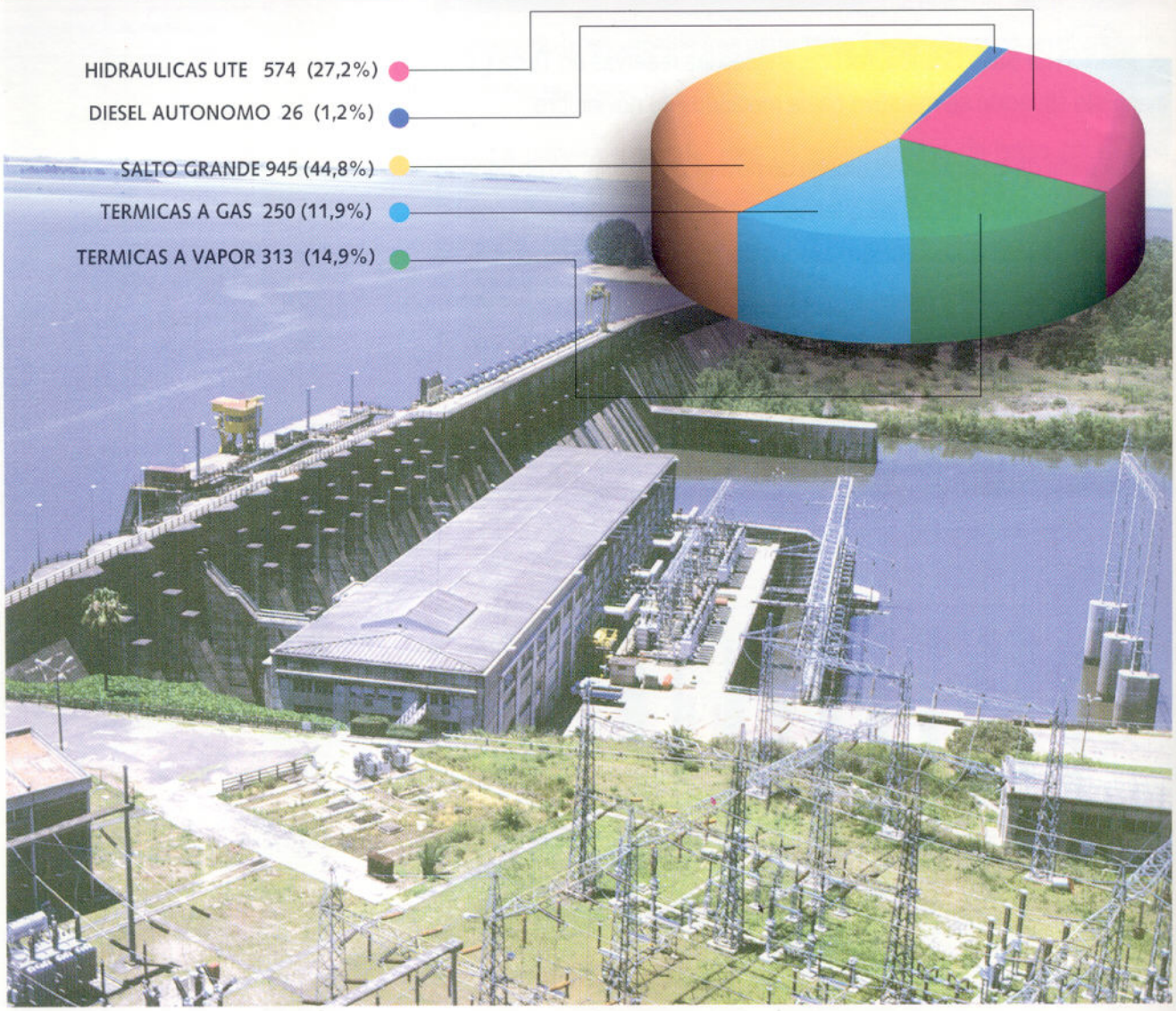
REFERENCIAS

CB G3-4	Central Batlle Grupo 3 y 4	GESA	Central Calcagno
CB G-5	Central Batlle Grupo 5	TGAA	Turbina Maldonado
CB G-6	Central Batlle Grupo 6	CTR	Central Térmica Respaldo
BBC	Central Calcagno		

POTENCIA INSTALADA HIDRAULICA



POTENCIA INSTALADA (MW)



Centrales Térmicas

En el mes de agosto se concretó la recepción provisoria de las obras de recuperación de la 6ª Unidad de la Central Batlle, siniestrada el 25/2/92.

La misma incluyó obras civiles, mecánicas, eléctricas y de instrumentación y control.

Dicha recuperación permite contar con una unidad térmica con un turbogrupo inspeccionado, diagnosticado y reconstruido a nuevo; un sistema de control que permite un manejo más eficiente de la unidad y una mejora en el rendimiento de la combustión, que contempla la reducción de emisión de gases al medio ambiente.

En lo que respecta a la Sala B, de la misma Central, la disponibilidad fue alta y se generó con las Unidades 3 y 4 durante el segundo semestre del año, en que las condiciones hidrológicas no fueron favorables. A fines del año, se encaró una reparación importante en la máquina 4 y se inspeccionó la Caldera II.

La 5ª Unidad de la Central Batlle tuvo una disponibilidad del orden del 95%. En lo referente a las obras de recuperación, se ha avanzado en la definición de la ingeniería del proyecto y se prevé el comienzo de las obras para octubre de 1996.

La Central Térmica de Respaldo ha presentado problemas de vibraciones en la Unidad 1, lo que llevó a una disponibilidad baja en el año. Se prevé realizar un trabajo similar en la Unidad 2, la que presentó en 1995 una disponibilidad del orden del 99%.

C.T. José Batlle y Ordóñez

Centrales Hidroeléctricas

C.H. Constitución

Las Centrales Hidroeléctricas presentaron en el ejercicio una disponibilidad del 95,3% en su conjunto.

Dentro de las tareas de operación y mantenimiento encaradas, se procedió a automatizar equipos y efectivizar planes de mantenimiento para mejorar la disponibilidad actual.

Se verificaron, mediante un programa de auditoría, los procedimientos de vigilancia de la seguridad de las presas, resultando un margen satisfactorio. Se obtuvo asimismo nuevas tecnologías, que se incorporarán a las rutinas de control.

En junio de 1991, comenzó el proyecto de renovación de la Presa y Central Hidroeléctrica Dr. G.Terra, cuyo propósito es la prolongación de la vida útil de sus instalaciones electromecánicas y estructuras civiles en, por lo menos, 20 años.

Montaje de rotor en la C.H. Dr. Gabriel Terra

La renovación comprende sustituciones y/o modificacione s y/o puestas a nuevo de las instalaciones existentes, de manera de mejorar su eficiencia, compensar su obsolescencia y desgaste, aumentar su disponibilidad, adecuar y actualizar sus características de funcionamiento a la situación y requisitos del sistema y disminuir los costos de operación y mantenimiento.

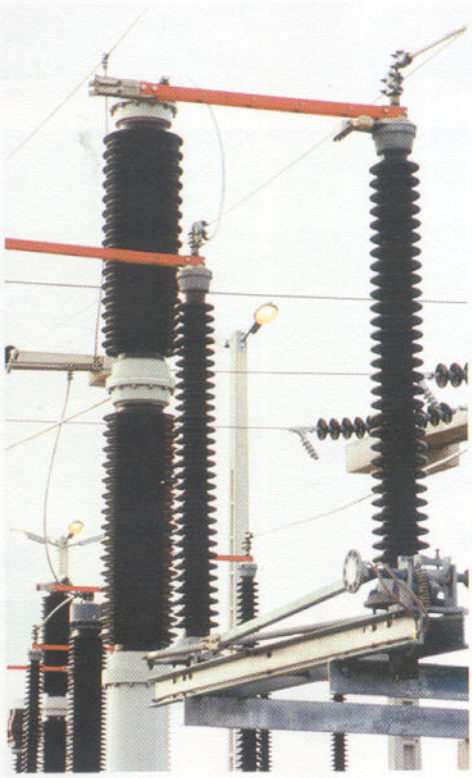
En este contexto en 1995, los proyectos constructivos para las unidades generadoras fueron completándose, con los ajustes correspondientes de las instalaciones de la Unidad IV y compuertas del aliviadero, así como aquellos que la operación de las unidades renovadas mostraban como necesarios.

El 15 de febrero se dio la recepción provisoria de la renovación de la primera unidad generadora (Unidad 3) e instalaciones comunes necesarias para el funcionamiento de la Central, comenzando su explotación industrial.

En mayo se inició con los trabajos de renovación de las compuertas del aliviadero y sus tornos de izaje, completándose en diciembre la correspondiente a las dos primeras compuertas.

Entre el 28 de febrero y el 9 de diciembre se realizó la renovación de la Unidad IV, dando lugar a un funcionamiento semi industrial.

UBICACION GEOGRAFICA DE LAS CENTRALES DE GENERACION
Y SISTEMAS DE TRASMISION



TRASMISION

Continuó en 1995 la ejecución de obras de trasmisión, necesarias para mejorar la calidad del servicio eléctrico en Montevideo y en el Interior del país.

A nivel de estaciones, se instalaron segundos transformadores de potencia en Florida y Rivera, aumentando la potencia en 15 MVA cada uno y mejorando la confiabilidad de los mismos. La culminación de obras en el circuito Oeste-Sur permitió prescindir de la estación de Juan Lacaze, con un viejo circuito de 110 kV, logrando una sustancial mejora en la calidad del servicio de esa zona.

Se trasladó un transformador de la estación Bifurcación para la alimentación de Enrique Martínez, siendo reemplazado el primero por un nuevo equipo. El cambio de referencia tuvo un impacto positivo en la parte Este de la zona balnearia de Canelones y en la Cuenca Arrocera de la Laguna Merín, respectivamente.

Dentro de las tareas para mejorar la confiabilidad del sistema, cabe destacar la renovación de transformadores de intensidad asociados a los transformadores de potencia, en las estaciones Montevideo F y B, Colonia, Libertad, Durazno y Florida, así como la instalación de plantas de respaldo de aire comprimido en las estaciones de Treinta y Tres, Enrique

Línea de trasmisión de extra alta tensión de **500 kV**

Martínez, Valentines, Melo y Punta del Este y eliminación de puntos calientes en la doble terna Montevideo A - Bifurcación-Maldonado.

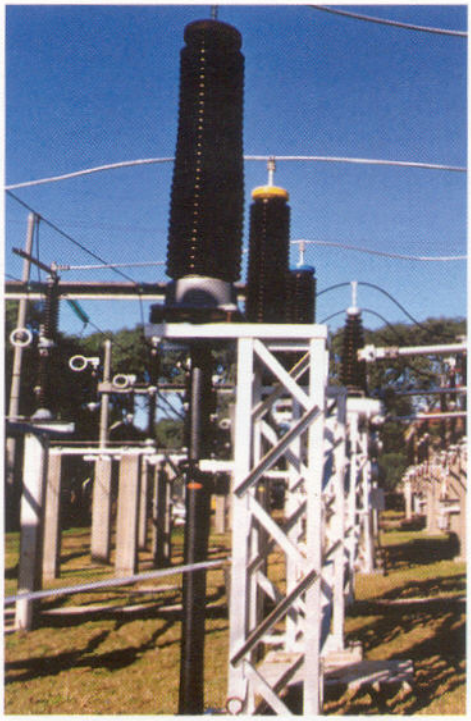
El aumento de la aislación de algunas zonas críticas de la línea Maldonado-Rocha, logró una sensible mejora en el desempeño de la misma, por disminución de fallas.

De las obras incluidas en el 6to. Proyecto UTE-BIRF, relativas a la remodelación del anillo colector de Montevideo de 150 kV, la ampliación en Montevideo y extensión al Este del sistema de 500 kV, pueden destacarse los siguientes eventos:

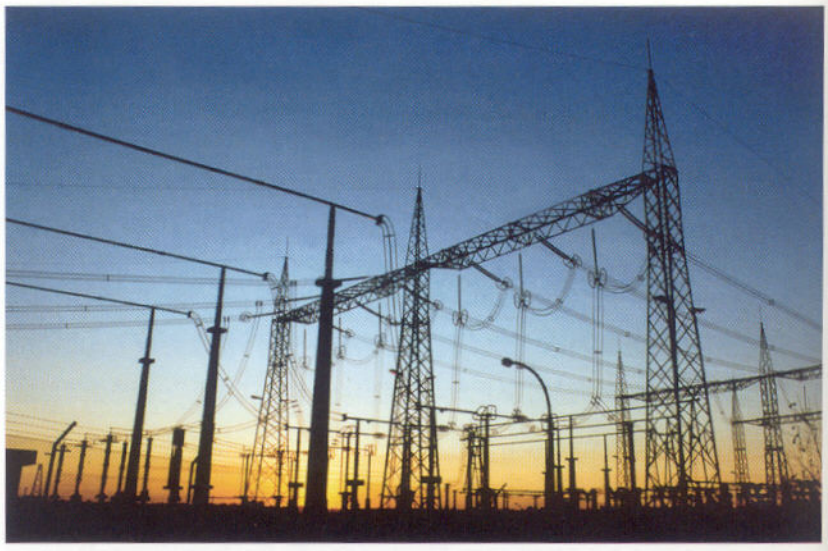
- entrada en servicio del cable E-J-F de 150 kV, de aislación seca, que une las estaciones Montevideo E, F y la nueva estación J del anillo colector de Montevideo. Esta última está destinada a alimentar parte de la zona centro de la capital, está equipada con una nueva tecnología blindada en hexafloruro de azufre y cuenta con un transformador de potencia de 150/30 kV, de 126 MVA,
- se estudiaron las ofertas y se adjudicó la adquisición de 4 transformadores de potencia 150/30 kV de 63 MVA y 5 transformadores 150/22 kV de 63 MVA, los que se espera lleguen al país en el año 1996,
- se estudiaron las ofertas y se adjudicó el suministro de los equipos de estación 150, 66 y 31,5 kV y sistema de telecontrol asociado, para las nuevas estaciones I,R,L,K, San Carlos, Solymar y ampliación de Montevideo Norte,
- se estudiaron las ofertas y se adjudicaron las obras de instalación y montaje de las estaciones mencionadas precedentemente y se espera comenzar los trabajos en el primer semestre del año próximo.

Dentro de las obras incluidas en el préstamo japones OECF (Overseas Economic Cooperation Fund), se destaca:

- Llegaron al país durante 1995 los siguientes suministros: 4 transformadores 150/31,5 kV de 15 MVA y 3 transformadores 150/31,5 kV de 40 MVA.
- Se estudiaron las ofertas y se adjudicó la adquisición de equi-



Terminales del cable subterráneo de 150 kV de aislación de polietileno reticulado que une las estaciones E, F y J de Montevideo.



pos de estaciones 150 y 30 kV, los que se espera lleguen al país durante 1996.

- Se estudiaron las ofertas referentes a la construcción y montaje de la línea de 150 kV Rosario-Colonia en doble terna y la instalación de la 2da. terna de línea de conexión a Aguas Corrientes. Se espera adjudicar en el primer trimestre de 1996.
- Se finalizó el pliego de condiciones para la obra civil y montaje de equipos en las estaciones Colonia, Fray Bentos, Aguas Corrientes y Trinidad. Se espera realizar el llamado en el primer trimestre de 1996.

En el marco del préstamo BID para el proyecto de la Cuenca Lechera, finalizó la construcción de la línea Rodríguez-Rosario de 150 kV, la construcción y montaje de la estación Rosario 150/60/30 kV de 25 MVA y la ampliación de la estación Rodríguez.

En cuanto al préstamo BID (Banco Interamericano de Desarrollo) para el proyecto de Interconexión con Brasil, se está finalizando con el pliego de condiciones para la instalación de una estación conversora de frecuencia de 70 MW en Rivera y línea de conexión. Se espera culminar el convenio con Brasil para realizar el llamado en el 1er. semestre 1996.

Dentro del nuevo préstamo UTE - BIRF (Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento) referente a las obras correspondientes al 7º Proyecto, al término del año se encuentra en elaboración el pliego de condiciones para la adquisición de diferentes suministros.

Centros de Atención Zonales de Trasmisión

El objetivo del plan de implantación de los Centros de Atención Zonales (C.A.Z.), es el telecontrol y telesupervisión de las estaciones de trasmisión de 150 kV.

Durante el año 1995, comenzaron su servicio industrial los centros ubicados en Treinta y Tres, controlando las estaciones de Valentines y Enrique Martínez, el de Salto, controlando Arapey y el de Maldonado, controlando Punta del Este.

Por otra parte, culminaron los trabajos de adaptación para la pronta entrada en servicio formal del centro de Villa Rodríguez que, actualmente, controla las estaciones de Trinidad y Rosario y continúa la adaptación de las estaciones Melo, Tomás Gomensoro y Rocha para ser telecontroladas desde los C.A.Z. existentes.

Los cambios implantados amplían el telecomando a los radiales de salidas para distribución (60 y 30 kV) de las estaciones de trasmisión.

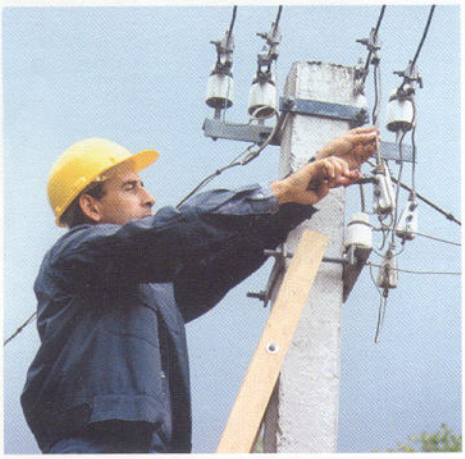
La supervisión de la red se ve mejorada por una velocidad de reposición más alta ante las interrupciones y una centralización de la información operativa.

Esta misma filosofía de supervisión será extendida a la operativa de Montevideo, creándose un centro con mayores prestaciones que los del Interior, debido a la mayor complejidad del anillo colector de Montevideo y a la energía requerida por el área metropolitana.

El avance de estos planes va a ser estratégico para las prestaciones requeridas por los servicios de energía eléctrica en los próximos años.

Estación de **Transformación Rosario**

DISTRIBUCION



MONTEVIDEO

Durante el ejercicio se continuó con el plan estratégico de mejora de la distribución de Montevideo, procurando perfeccionar el servicio eléctrico al cliente e implantar la cultura del mantenimiento preventivo.

En otro orden de cosas, se encararon acciones en el sector de alumbrado público, tendentes a viabilizar lo preceptuado en la Ley Nacional de Electricidad Nº 14.694 en cuanto a que las Intendencias Municipales sean responsables de su instalación y mantenimiento. En este marco, se llegó a un acuerdo con la Intendencia Municipal de Montevideo a efectos de transferir la red a su poder, a medida que se renueve, así como el compromiso de medir la energía activa y reactiva del alumbrado público en sustitución de la estimación de consumos que hasta el momento se efectúa.

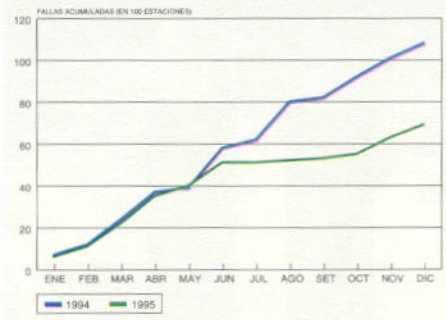
Se trabajó en el ejercicio en la renovación sistemática de la red de la capital -cuyo objetivo es la renovación total- procurando de esa manera disminuir sensiblemente las fallas y mejorar el servicio eléctrico al

cliente. A este respecto, cabe destacar la disminución del tiempo equivalente de interrupción por kVA instalado (Ts) en un 47% respecto al año 1994.

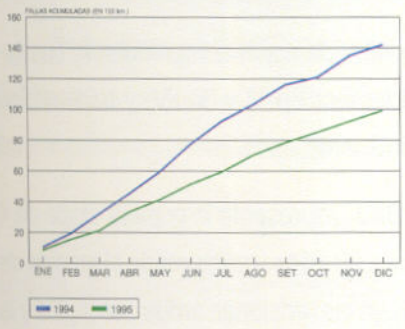
Indices de Calidad de Servicio

La evolución del índice de interrupciones de valores acumulados, muestra una tendencia favorable en relación con el año anterior en todos los tipos de redes, estaciones y subestaciones, tal como se puede apreciar en los cuadros siguientes:

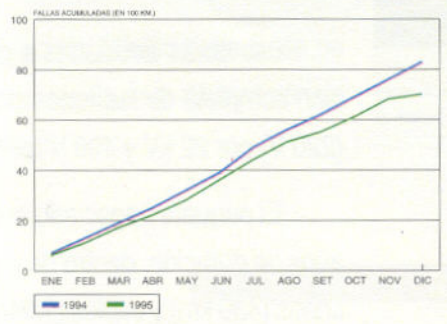
FALLLAS EN ESTACIONES



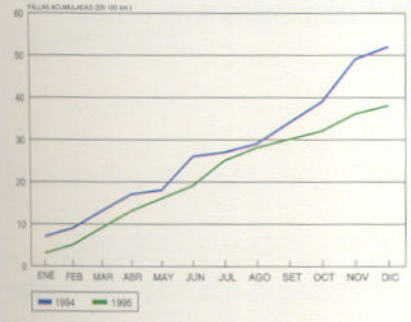
FALLAS EN LINEAS AEREAS DE BAJA TENSION



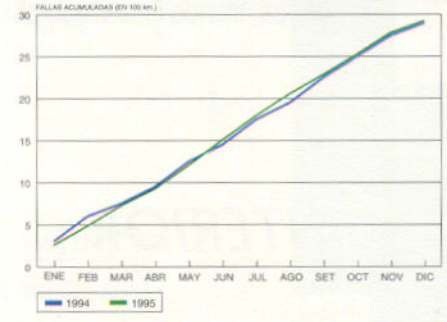
FALLAS EN CABLES SUBTERRANEOS DE BAJA TENSION



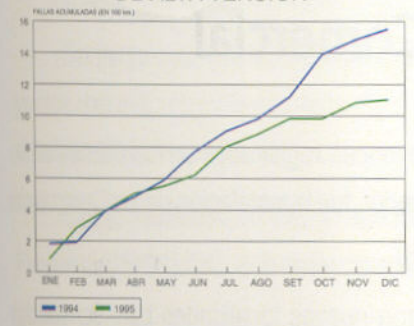
FALLAS EN LINEAS AEREAS DE MEDIA TENSION



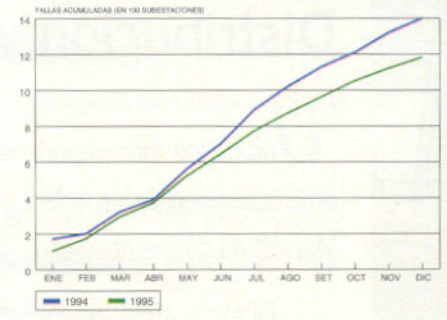
FALLAS EN CABLES SUBTERRANEOS DE MEDIA TENSION



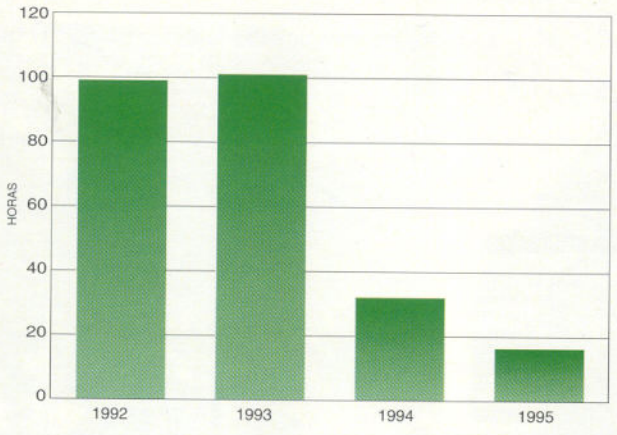
FALLAS EN CABLES SUBTERRANEOS DE ALTA TENSION



FALLAS EN SUBESTACIONES



Tc MONTEVIDEO



El tiempo total de interrupción por consumidor (T_c), definido como el período de tiempo que, en promedio, cada consumidor del sistema quedó privado del suministro de energía eléctrica, ha mostrado una evolución favorable, siendo en el año 1995 un 15,5% de lo ocurrido en el año 1992, como se aprecia en el siguiente gráfico.

Plan de Renovación de la Red

Se concluyeron las negociaciones con el BIRF, relativas a obtener financiación para la primera etapa de la remodelación de las redes de distribución de Montevideo.

Las obras asociadas a dicha remodelación comprenden la sustitución completa de las redes de media tensión (6 y 30 kV) y baja tensión (220 V) por 22 kV y 400 V respectivamente.

El paquete negociado con el BIRF representa la primera etapa de 4 años de duración, dentro de un plan a 20 años y comprende el tendido de líneas (430 km) y cables (1.040 km) en las tensiones arriba descriptas y la remodelación de 599 subestaciones.

El costo de esta primera etapa será del orden de los 80 millones de dólares, siendo financiado por el BIRF aproximadamente el 70%.

INTERIOR

Plan de Mejora de Distribución y Comercial

Uno de los más importantes avances registrados en los últimos años en la operación de las redes del Interior, fue la instalación de los Centros de Maniobras de Distribución (C.M.D.).

Durante 1995, se incorporaron nuevas localidades bajo su control

llegando a totalizar el 89% de los clientes (532.510 en un total de 596.703) y el 88% de la potencia instalada (1.252 MVA en un total de 1.424) lo que ha significado una mejora sustancial en cuanto a la cobertura del país.

Al finalizar el presente año quedaron sin incorporar al sistema algunas zonas de la Cuenca Arrocera, Bella Unión, Paso de los Toros, Aiguá y Dolores.

En cuanto a las tareas de mantenimiento de las instalaciones, se incrementaron las inspecciones realizadas, en particular la revisión de instalaciones de la zona costera antes de la temporada.

Asimismo, en la zona Este, se centró el trabajo de mantenimiento en los departamentos de Maldonado y Rocha y en la Cuenca Arrocera.

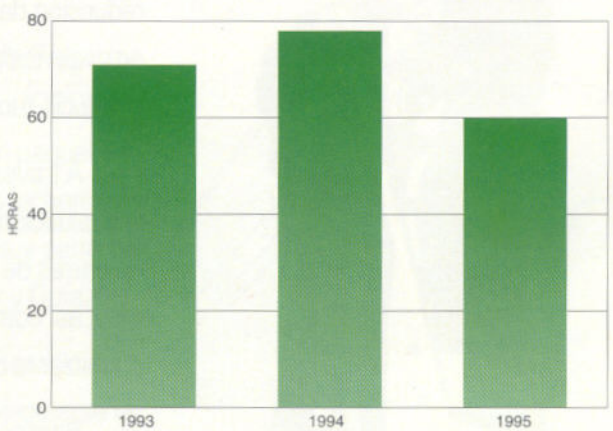
Se destaca asimismo que se ha mejorado la calidad de la Base de Datos; se comenzó en el ejercicio con la incorporación de la información de las instalaciones correspondientes a Canelones.

Centro de Maniobras de Distribución

Indice de Calidad del Servicio

La evolución del tiempo total de interrupción por consumidor (T_c) en el Interior, para el año 1995, ha sido un 84,9% de lo ocurrido en el año 1993 como se observa en el gráfico siguiente.

Tc INTERIOR



Plan de Renovación de las Redes

Como estrategia para los próximos años, UTE ha definido como prioritario actuar sobre la calidad del servicio suministrado por la empresa en las principales ciudades y centros poblados del Interior, mejorando sustancialmente sus redes de baja tensión.

En consecuencia, se realizaron los trabajos de preparación de proyectos, para la presentación ante el BID de un paquete de obras a efectos de obtener su financiación.

Como resultado, el BID lo aprobó para ciudades del Interior en el Proyecto UR-903-OC, con obras que se desarrollarán en el período 1997-1999.

Normalización en Distribución y Comercial

En el tema de la normalización en Distribución, además del trabajo de mantenimiento y puesta al día de lo ya normalizado, se elaboraron 49 normas de materiales, se actualizaron 3 proyectos tipo y un grupo de unidades constructivas.

En lo referente a la normativa comercial, en este año culminó la implantación y entró en vigencia el Reglamento de Baja Tensión y la Norma de Instalaciones.

Esta reglamentación sustituye la anterior que databa del año 1959 y tiene como objetivo mejorar las condiciones técnicas a cumplirse en las instalaciones de enlace y receptores del cliente, a efectos de lograr no sólo una mejor calidad y continuidad del servicio sino, fundamentalmente, obtener la máxima seguridad para las personas y bienes materiales.

Control y Reducción de Pérdidas

Durante este año se dio inicio a un plan interáreas para el control y reducción de las pérdidas de energía, cuyo objetivo es mejorar la calidad de evaluación de éstas, a nivel de toda la empresa, en sus distintas etapas y reducir, fundamentalmente, las pérdidas no técnicas.

A través de las líneas de acción encaradas, se mejoró la calidad de la evaluación de la energía entrante al sistema de trasmisión, la entregada en barras de distribución, la asociada a los servicios propios y autoconsumos, así como la energía consumida por los clientes finales. Ello permitió optimizar la determinación del balance energético global.

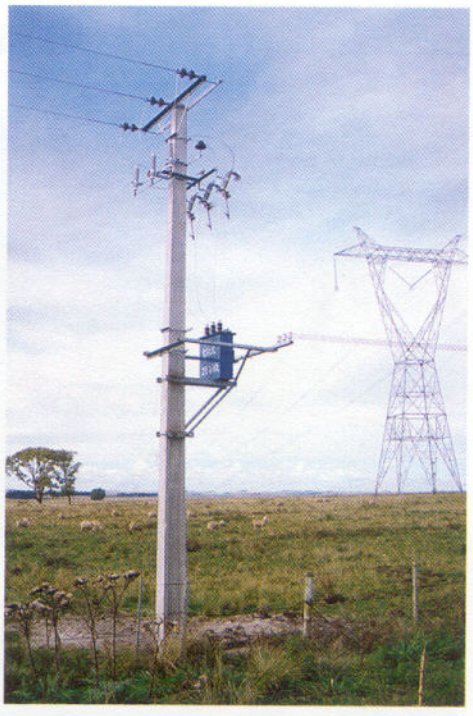
Paralelamente se trabajó en la reducción de pérdidas, básicamente las no técnicas, a partir del control de la calidad de medida a clientes medianos y grandes y control de precintado y sustitución de medidores antiguos para el resto de los clientes.

A continuación se presenta la evolución de las pérdidas para los años 1994 y 1995:

	TODA LA EMPRESA	ACUMULADO DISTRIBUCION
	%	%
1994	19,46	15,50
1995	18,27	14,55

Electrificación Rural

En el ejercicio que se informa, se ejecutaron 2000 km de tendido de líneas de media y baja tensión para atender las zonas rurales del país, lo que constituye la mayor cifra realizada en un ejercicio, en la historia de la electrificación rural. Ello representó un incremento del 44,2% con relación a lo ejecutado el año anterior.



Las obras realizadas por terceros alcanzaron un total de 682 km, para las cuales UTE aportó los conductores, postes, crucetas de madera y transformadores así como asistencia técnica.

Dentro del Plan de Desarrollo para la Cuenca Arrocera, se tendieron 105 km en líneas de media tensión para finalizar la etapa II.

En relación con la electrificación de la Cuenca Lechera, en el marco del Convenio celebrado entre la Cooperativa Nacional de Productores de Leche (CONAPROLE), la Oficina de Planeamiento y Presupuesto (OPP) a través de la Dirección de Proyectos de Desarrollo (DIPRODE) y la UTE, se ejecutaron 962 km. Los productores lecheros beneficiados son los ubicados en los departamentos de Colonia, Canelones, San José y Florida.

Asimismo, se realizaron, en conjunto con la Dirección de Proyectos de Desarrollo de la Oficina de Planeamiento y Presupuesto (OPP), los trabajos de preparación para la presentación ante el BID de un paquete de obras destinadas a llegar con servicio eléctrico a productores lecheros de la denominada Cuenca Lechera II, que abarca el litoral oeste y parte del centro del país: Salto, Paysandú, Río Negro, Soriano, Flores y Durazno.

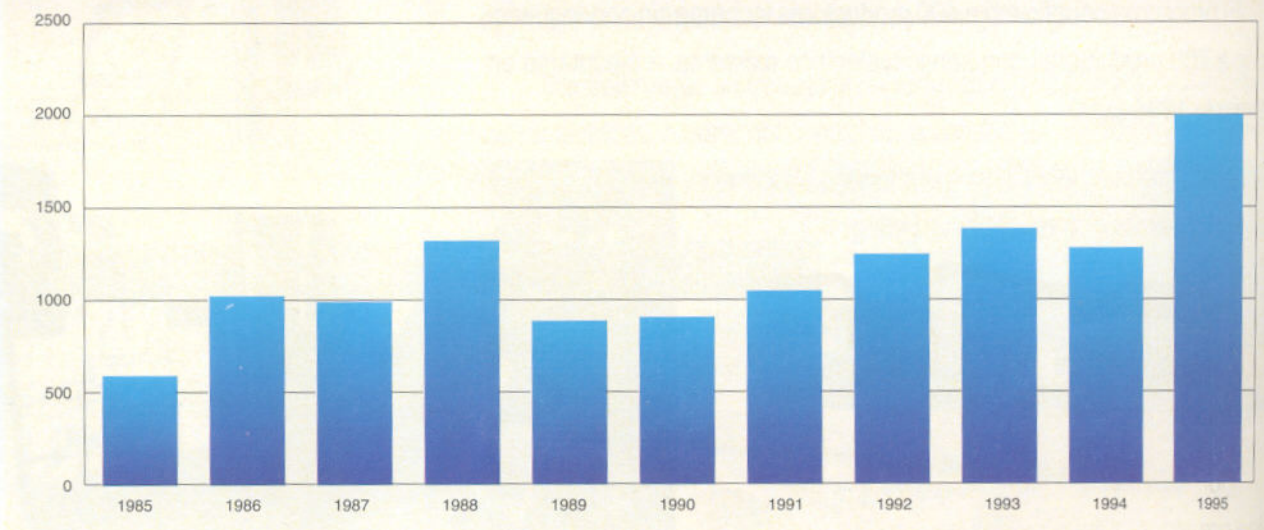
El programa beneficiará a 400 productores lecheros sin servicio eléctrico y a 700 productores con servicio eléctrico existente, a ejecutarse en el período 1996-2000.

Desarrollo de las cuencas arrocera y lechera

La electrificación rural llegando a todos

En 1995 se tendieron 2000 km de nuevas líneas rurales de media y baja tensión

AVANCE DE LA ELECTRIFICACION RURAL DESDE 1985 A 1995



Medio Ambiente

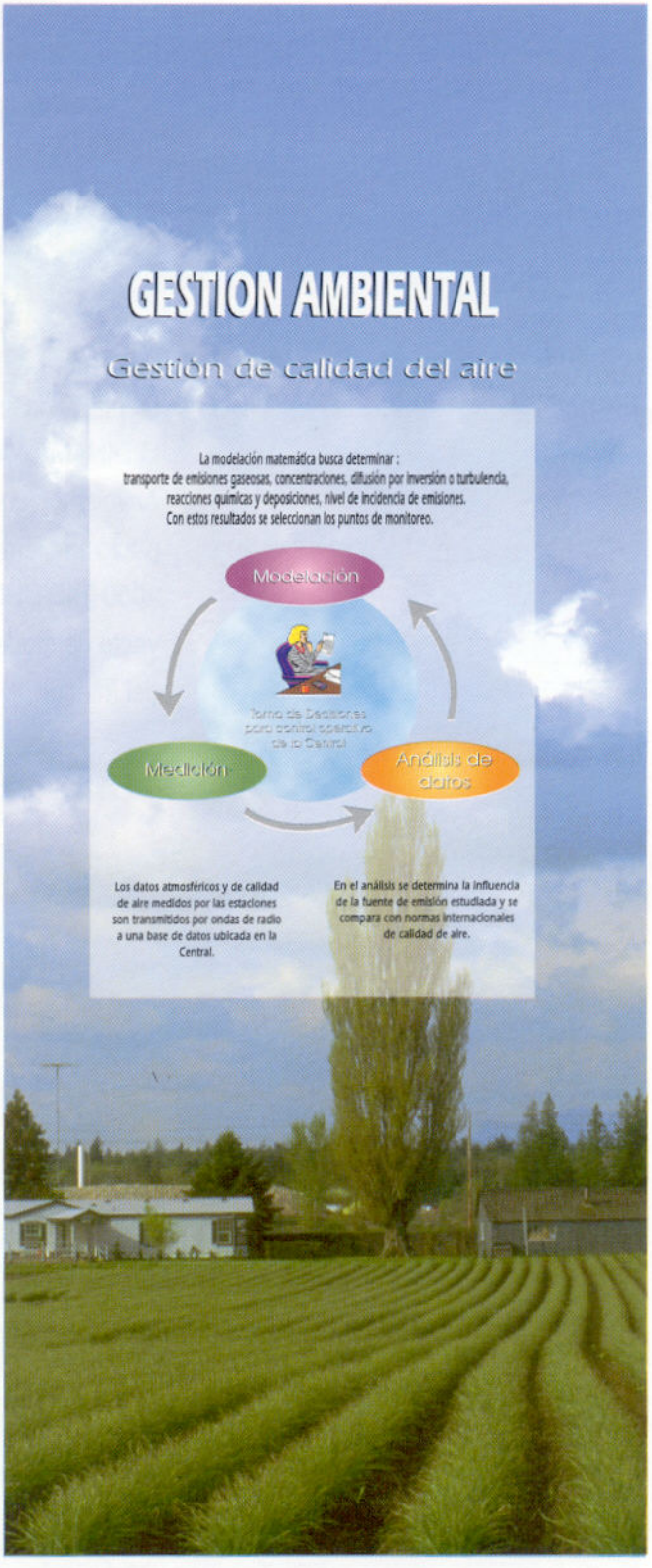
En la medida que la gestión ambiental forma parte integral del planeamiento y desarrollo de cada proyecto, se viene desarrollando en forma sistemática la integración de la variable ambiental.

En lo atinente a la contaminación atmosférica, generada por las emisiones gaseosas de la Central Térmica de Respaldo «La Tablada»(C.T.R.), se encaró la gestión ambiental de este tema por medio de una simulación de la dispersión de los gases por modelación matemática. Los resultados de la simulación realizada han pautado la ubicación primaria de una red de estaciones meteorológicas y de monitoreo de calidad de aire. Las estaciones adquiridas fueron instaladas en distintos puntos de la zona, las que una vez en funcionamiento aportarán los datos que permitan el ajuste del modelo matemático y de esta forma poder realizar un seguimiento de las inmisiones de la central.

A fin de contar con personal capacitado en el tema, dos técnicos ambientales realizaron un curso sobre «Modelo de dispersión de contaminantes en la atmósfera», dictado en Londres por la empresa Trinity Consultans. La formación adquirida fue complementada con el curso «Meteorología y contaminación atmosférica», organizado por la Unidad de Gestión Ambiental (UGA) y dictado por un especialista en el tema, al cual asistieron además técnicos de distintas áreas de la empresa.

Por otra parte, se realizó el seguimiento del monitoreo de ruidos efectuado por la Intendencia Municipal de Montevideo en el área circundante a la CTR, cuyos resultados permitieron establecer con mayor precisión el nivel de ruido emitido con relación a las demás fuentes de contaminación sonora.

Con relación a la Central Batlle, se iniciaron los trabajos previstos en el proyecto de regularización de los



vertidos líquidos a la Bahía de Montevideo, aprobado por la Dirección Nacional de Medio Ambiente (DINAMA).

En el tema del manejo de residuos tóxicos, a partir del relevamiento efectuado el año anterior, se realizó un primer llamado a empresas internacionales para la licitación de la evacuación, transporte e incineración de los bifenilos policlorados (PCBs) y equipos eléctricos fuera de servicio que los contienen. Esta operación se realizará en uno de los centros europeos autorizados a tal fin, en el marco del Convenio de Basilea, al cual Uruguay se encuentra suscripto.

En el ámbito de trasmisión, se desarrolló el estudio de impacto ambiental de la línea en 150 kV Rosario-Colonia, el cual fue presentado ante la DINAMA, de acuerdo a las exigencias de la ley de Impacto Ambiental. Asimismo, junto a un consultor internacional, se realizó el estudio de impacto ambiental preliminar del programa de trasmisión y distribución 1995-2000 (BID UR0022): proyecto de interconexión Rivera-Livramento y el proyecto de modernización de la red de distribución eléctrica en 14 ciudades del Interior.

EQUIPAMIENTO ELECTRICO Y ENERGIA DISPONIBLE EN LA REGION DE LA COMISION DE INTEGRACION ELECTRICA REGIONAL (CIER)

Fuente: Boletín de la Comisión de Integración Eléctrica Regional Nº 278

3

Comercialización del Producto

GESTION COMERCIAL

En el año 1995 se continuó con el objetivo de mejorar en forma integral la gestión comercial de la empresa, con la finalidad de mantener y perfeccionar su imagen en la comunidad, dando énfasis a los aspectos vinculados con la calidad de atención al cliente. A saber:

- En relación con las bocas de cobranza, se trabajó en el desarrollo de opciones que, a criterio de la empresa, permitirían ampliar el alcance de las ya existentes. En este marco se realizaron licitaciones para la contratación de nuevas tarjetas de crédito y con coo-

Vista exterior de la nueva **Oficina Comercial** en la zona de **Pocitos**

perativas de ahorro y crédito, que estarán operativas el año próximo.

- Se instaló en la Terminal Tres Cruces un puesto auto-asistido que permite realizar consultas de deuda y emisión de duplicados.
- Se instaló un sistema de pre-pago en las zonas de Colonia y Punta del Este.
- Se inauguró una nueva oficina comercial en Montevideo, en la zona de Pocitos y dos en el Interior del país en las ciudades de Salinas y Canelones.
- El plazo medio de resolución de anomalías y atención de reclamaciones se redujo en un 60% y 48%, respectivamente.
- La cantidad de anomalías pendientes de facturación al 31/12 pasaron de 489 a 233 y las reclamaciones de 518 a 368.
- Las refacturaciones anuales pasaron de 66.673 a 60.842.
- La duración del ciclo comercial se redujo de 16 a 14 días, continuando la tendencia descendente.
- Se mantuvo en este ejercicio la posibilidad de que los clientes del Interior paguen el Impuesto de Enseñanza Primaria en todos los locales de cobranza de UTE.
- Se habilitó la atención telefónica para todos los trámites comerciales en todo el país, mediante el sistema de cobro revertido para el Interior del país, en los teléfonos 0800-8111 y, para Montevideo, por los teléfonos 29-30-31 y 202 202.

Atención **personalizada** de clientes

Mercado

En el marco del plan de gerenciamiento de la demanda, cuyo objetivo es mejorar el factor de utilización del sistema, se procura un uso más eficiente de las instalaciones de UTE, desplazando consumo fuera de los horarios de punta.

En estos ámbitos, se desarrollaron distintas acciones encaminadas a profundizar el conocimiento en cuanto a los usos de la energía eléctrica, así como de los procesos productivos de los clientes, que permitan elaborar productos específicos que satisfagan el objetivo buscado. A esos efectos, las actividades encaradas fueron:

- Encuesta a residenciales, que posibiliten complementar las campañas de medición para determinar las curvas de carga por modalidad de consumo.

- Análisis de los clientes multihorarios por sector económico.
- Estudio de las tendencias del mercado para cada sector económico estudiado a partir de contactos con proveedores de equipamientos eléctricos, instituciones, técnicos y profesionales vinculados al sector.
- Identificación y cuantificación del mercado potencial.
- Elaboración de la estrategia de venta, instrumentada a través de capacitación del personal de las oficinas comerciales de todo el país.
- Desarrollo de productos específicos destinados a determinados sectores de actividad, los que fueron seleccionados teniendo en consideración la existencia de tecnología en el mercado, que viabilice el desplazamiento de consumos (ej. tambos y panaderías).

Se continuó con el plan de divulgación escolar a nivel nacional, que en este año 1995 alcanzó al 75% de las escuelas del país.

La campaña de divulgación en la temática de conservación de

energía y uso racional incluyó, asimismo, la participación en diferentes eventos, tal como la feria de Ciencia y Tecnología, en la que se implantó un espacio para expresión libre sobre el material expuesto, que concitó gran interés por parte de los niños asistentes.

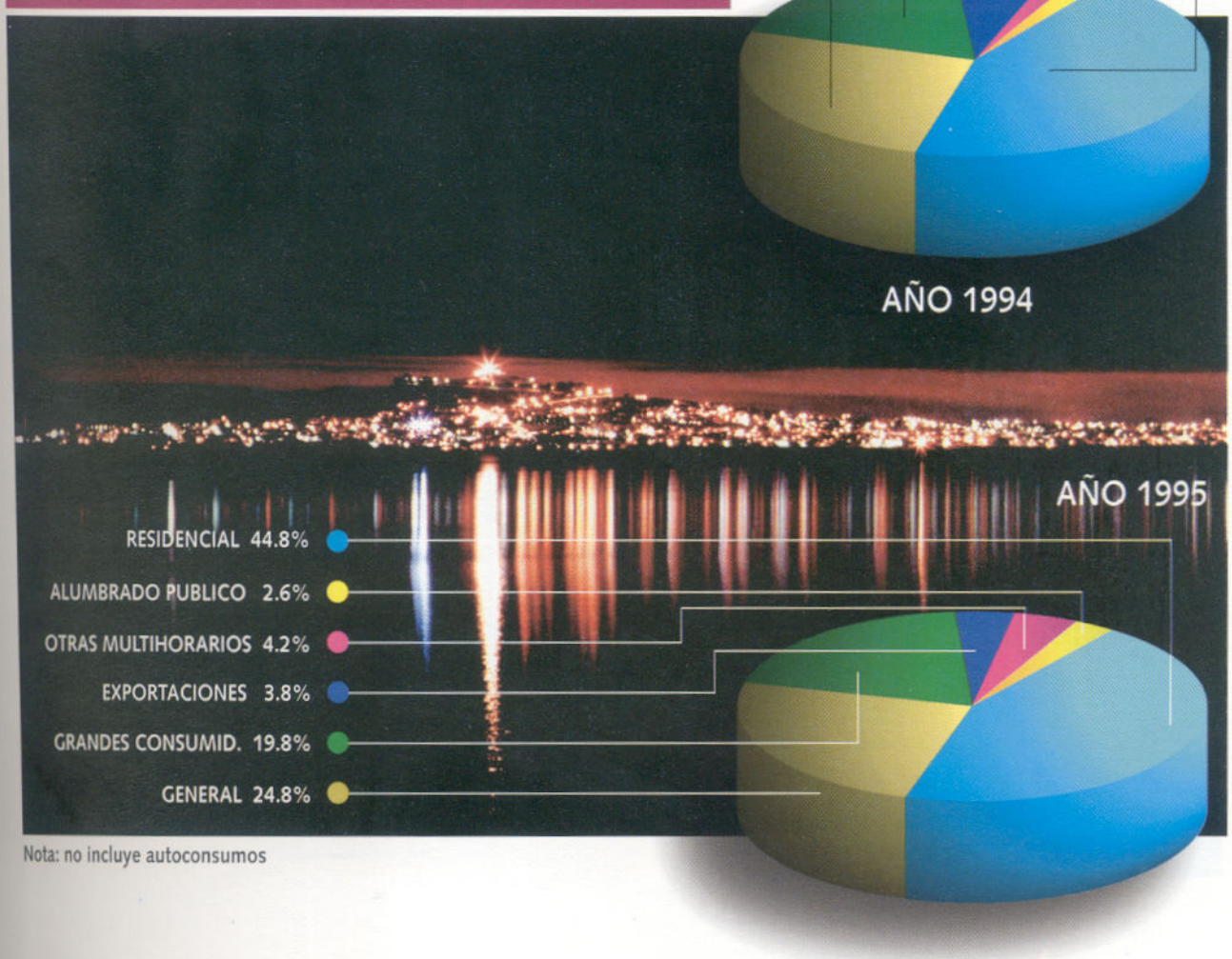
Indicadores de mercado

La venta de energía eléctrica destinada al mercado interno ascendió a 4973 GWh, lo que representó un incremento del 6,8% respecto al año anterior.

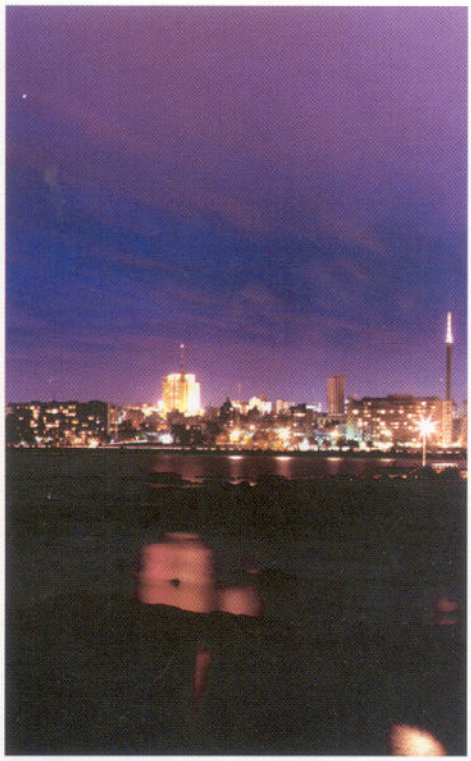
Las ventas al mercado externo pasaron de 344 a 198 GWh, indicando un descenso de 74 %.

En las gráficas que se exponen a continuación puede apreciarse cuál ha sido la participación en el consumo de las distintas categorías de clientes, incluyendo la energía destinada a exportación.

PARTICIPACION EN EL CONSUMO SEGUN CATEGORIAS DE CLIENTES



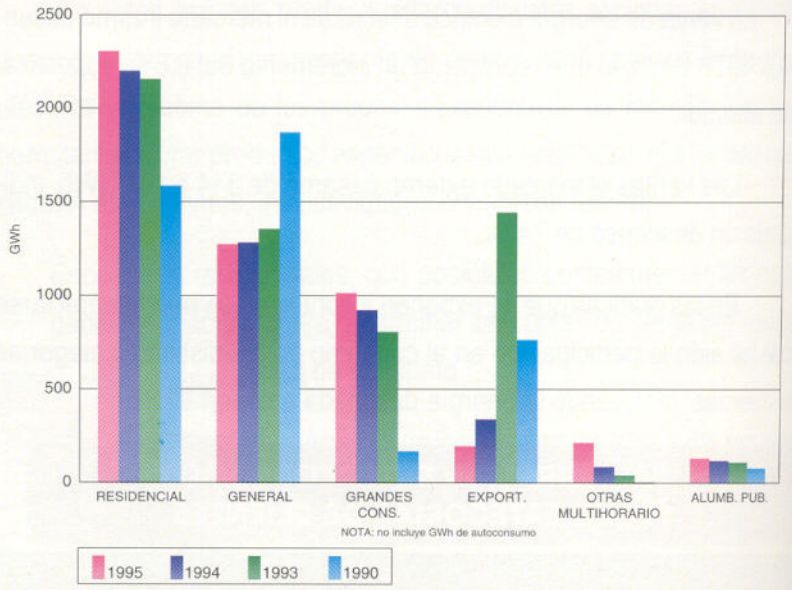
Nota: no incluye autoconsumos



Se destaca la participación en el consumo total de las categorías multihorario que representan el 25%, mientras que en el año 1994 representaron un 22%.

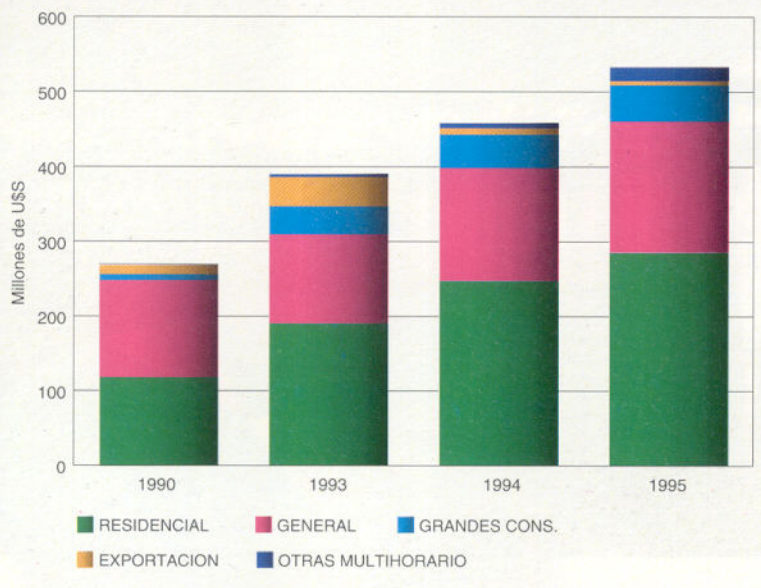
A continuación se puede apreciar la evolución de dichos consumos para los últimos años.

EVOLUCION DEL CONSUMO



AÑO	RESIDENCIAL	GENERAL	GRANDES CONSUMIDORES	EXPORTACION	OTRAS MULTIHORARIAS	ALUMBRADO PUBLICO
1995	2311	1278	1018	198	217	133
1994	2206	1288	928	344	89	122
1993	2162	1361	811	1450	45	114
1990	1592	1877	173	770	0	82

EVOLUCION DEL CONSUMO



La facturación anual por venta de energía para el ejercicio 1995 alcanzó a 551.278 (en miles de dólares), superando la del año anterior en un 16,7%. En el cuadro siguiente puede apreciarse la evolución del consumo, expresada en dólares para los últimos años.

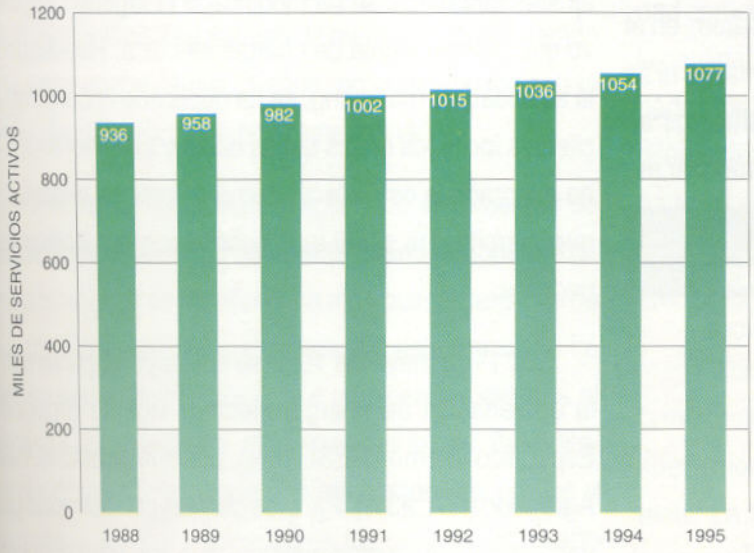
	1990	1993	1994	1995
RESIDENCIAL	119	191	248	286
GENERAL	130	119	151	175
GRANDES CONSUM.	8	38	45	49
EXPORTACION	12	39	8	5
OTRAS MULTIHOR.	0	4	7	19

Nota: Sin Reactiva ni impuestos (IMESI e IVA)

La cantidad de servicios activos experimentó un crecimiento del 2,2% respecto a 1994.

La evolución de los servicios activos para los distintos años, agrupados por categoría tarifaria, se exponen a continuación.

SERVICIOS ACTIVOS - TOTAL DEL PAIS



CANTIDAD DE SERVICIOS ACTIVOS

AÑO	GENERAL	RESIDENCIAL	ALUMBRADO PUBLICO	GRANDES CONSUMIDORES	OTRAS MULTIHORARIAS	TOTAL
1990	104.815	877.484	223	65	0	982.487
1993	109.594	925.403	439	179	308	1.035.923
1994	111.864	940.246	787	207	931	1.054.035
1995	112.012	961.781	1.115	225	2.031	1.077.164

A continuación se presenta la información correspondiente a la energía facturada, la cantidad de clientes y el promedio resultante discriminado en Montevideo e Interior.

	ENERGIA (GWh)*	N° deCLIENTES (miles)	PROMEDIO POR CLIENTE (kWh/cliente)
Montevideo	2524	477	5287
Interior	2432	600	4055
Total	4956	1077	4601

* No incluye autoconsumo

Tarifas

Con el trabajo de años anteriores se ha conformado una estructura tarifaria que comprende la totalidad de modalidades de consumo identificadas en el país. A su vez, en todos los casos posibles, las tarifas reflejan en forma diferenciada los costos de potencia y de energía, aspecto que se considera relevante para estimular un uso racional de la energía eléctrica. En este marco, en el año 1995 no se crearon nuevas categorías tarifarias ni se modificó el diseño de las existentes. Los esfuerzos se han centrado en consolidar la estructura y comenzar estudios tendentes a identificar mejoras, a fin de adaptarlas a un entorno económico en continuo cambio (mayor integración regional, cambios en la regulación económica del sector, nuevos desafíos competitivos, entre otros).

ESTRUCTURA TARIFARIA

TARIFAS SIMPLES	TARIFAS MULTIHORARIO - Opcionales
TARIFA RESIDENCIAL • **Energía:** por bloques de energía a precios crecientes • **Potencia:** cargo por potencia contratada	**TARIFA DOBLE HORARIO RESIDENCIAL** • Energía Punta (17 a 23 hs.) • Energía fuera de Punta (hs. restantes) • Cargo por potencia contratada
TARIFA GENERAL • **Energía:** por bloques de energía a precios crecientes • **Potencia:** cargo por potencia contratada	**TARIFA DOBLE HORARIO GENERAL** • Potencia Contratada < 20 kW • Energía Punta (17 a 23 hs.) • Energía fuera de Punta (hs. restantes) • Cargo por potencia contratada **TARIFA TRIPLE HORARIO** • Energía Punta (18 a 22 hs.) • Energía Valle (0 a 7 hs.) • Energía Llano (hs. restantes) • Potencia Punta (7 a 24 hs.) • Potencia fuera de Punta (hs. restantes) • Potencia por exceso para M.C. y G.C. • **MEDIANOS CONSUMIDORES** ▪ Potencia Contratada > 20 kW ▪ 3 categorías según nivel de tensión • **GRANDES CONSUMIDORES** ▪ Potencia Contratada > 200 kW y Consumo promedio > 100.000 kWh/mes ▪ 5 categorías según nivel de tensión • **ZAFRAL MEDIANOS CONSUMIDORES** ▪ Clientes que concentran el 80% o más de su consumo entre los meses de noviembre a marzo ▪ Potencia Contratada > 20 kW ▪ 3 categorías según nivel de tensión • **ZAFRAL GRANDES CONSUMIDORES** ▪ Clientes que concentran el 80% o más de su consumo entre los meses de noviembre a marzo ▪ Potencia Contratada > 200 kW ▪ Consumo Promedio en zafra: 100.000 kWh/mes ▪ 4 categorías según nivel de tensión
TARIFA ALUMBRADO PUBLICO	

En el transcurso del año se han producido seis ajustes tarifarios y se ha modificado el régimen impositivo que grava la venta de energía eléctrica. Resultado de la actividad de marketing, se ha duplicado la cantidad de clientes incluidos en las tarifas doble y triple horario, y se ha mejorado la estructura interna de precios relativos, lo que permite una señal más acorde con sus costos respectivos.

El 1º de mayo de 1995 se sustituyó el gravamen a la enajenación de energía eléctrica vigente (Impuesto Específico Interno-IMESI, 10%), por el Impuesto al Valor Agregado (IVA, 23%). Para los clientes con actividad gravada por el IVA -la gran mayoría de la actividad económica del país- la modificación permitió descontar lo pagado por concepto de impuesto, implicándoles una rebaja del 10% en concepto de energía eléctrica. Como forma de no perjudicar a aquellos clientes sin actividad económica, la ley que estableció la modificación impositiva, exigió una rebaja en sus tarifas eléctricas que compensara la diferencia de tasa entre ambos impuestos. En aplicación de esta normativa, UTE rebajó en un 10,57 % las tarifas Residencial Simple y Doble Horario Residencial, lo que implicó una disminución en la tarifa media de la empresa del orden del 5,85%.

En el gráfico 1 puede observarse la evolución de la tarifa Residencial Simple y de la tarifa media, como consecuencia tanto de la rebaja realizada como de los ajustes bimestrales que se han aplicado en el año. El efecto neto para todo el año ha sido que la tarifa media ha evolucionado en forma similar al Indice de Precios al

Consumo (IPC), mientras que la tarifa Residencial Simple, a diciembre de 1995, acumula un incremento 7% menor al verificado por el IPC.

Como viene aconteciendo desde el año 1992, la tarifa de Grandes Consumidores recibe ajustes tarifarios menores a los incrementos medios de la empresa. Se busca que los precios de esta tarifa no verifiquen variaciones significativas, medidos en dólares estadounidenses. En el gráfico 2 se muestra la evolución que ha tenido esta tarifa en los últimos 4 años, en comparación con la evolución de la moneda norteamericana.

Por su parte, se vienen aplicando incrementos de mayor porte al cargo fijo de la tarifa Grandes Consumidores, a la vez que se mantiene sin modificar el cargo fijo de la tarifa Medianos Consumidores. De esta forma, se irá disminuyendo la diferencia que verifican los clientes al pasar de las categorías medianas a grandes. Esta diferencia no se corresponde con los costos respectivos y trasmite una señal inadecuada a los clientes. En el año 1996 se seguirá actuando sobre este problema.

En las tarifas simple y doble horario se ha continuado con un proceso de ajuste de las estructuras de precios internos. A fin de alcanzar una mejor correlación con sus respectivos costos, se vienen incrementando más los cargos por potencia, lo que se compensa con menores aumentos de los precios de energía y cargos fijos.

En último término, cabe destacar que como consecuencia de la instalación de un sistema de pre-pago en las zonas de Colonia y Punta del Este, se ha incorporado al Pliego Tarifario la tarifa correspondiente. Este sistema pretende brindar un nuevo servicio dirigido a aquellos clientes que, por diferentes razones, encuentran dificultades para abonar la energía eléctrica con el actual sistema de facturas mensuales. En esta nueva modalidad comercial, el precio de la energía queda vinculado a la cantidad de kWh que el cliente compra en un momento dado y no a los kWh consumidos por mes, base para la diferenciación de precios en las tarifas simples. Por otra parte, el sistema de medición incorporado no permite la diferenciación horaria de la energía, ni el cobro de un precio por potencia en forma separada.

Tomando en cuenta estos aspectos, se instrumentó la mejor alternativa posible que permite compatibilizar esta nueva modalidad comercial con la estructura tarifaria existente. La tarifa que acompaña a esta nueva modalidad comercial se compone de un cargo fijo y dos precios de energía, los que dependen de la cantidad de kWh comprados en cada oportunidad. Por otra parte se diferencian dos tipos de tarifas, una compuesta por clientes de potencia contratada de 2,2 y 3,3 kW y la otra, que incluye a clientes con potencias de 4,4, 5,5 y 6,6 kW. Esta nueva alternativa comercial se limita sólo a clientes con instalación monofásica y radicados en las zonas mencionadas.

GRAFICO 1-Evolución T.Residencial, T. Media e IPC

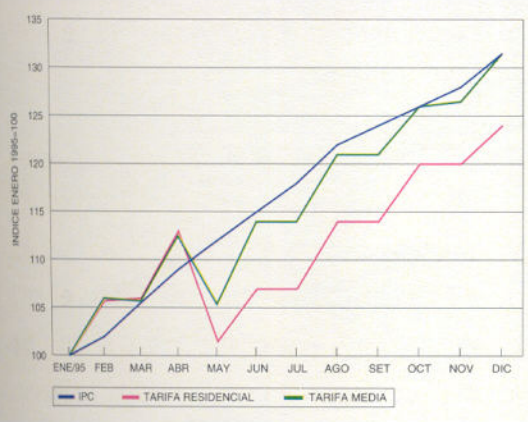
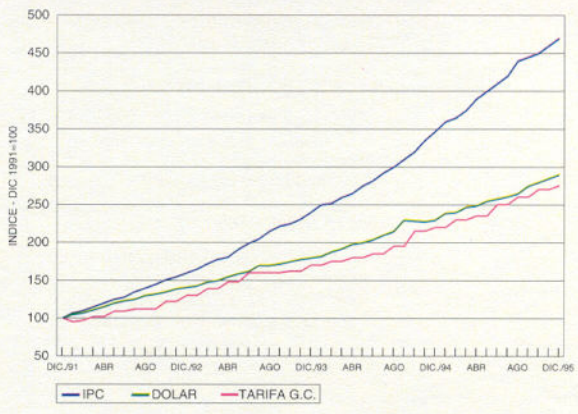
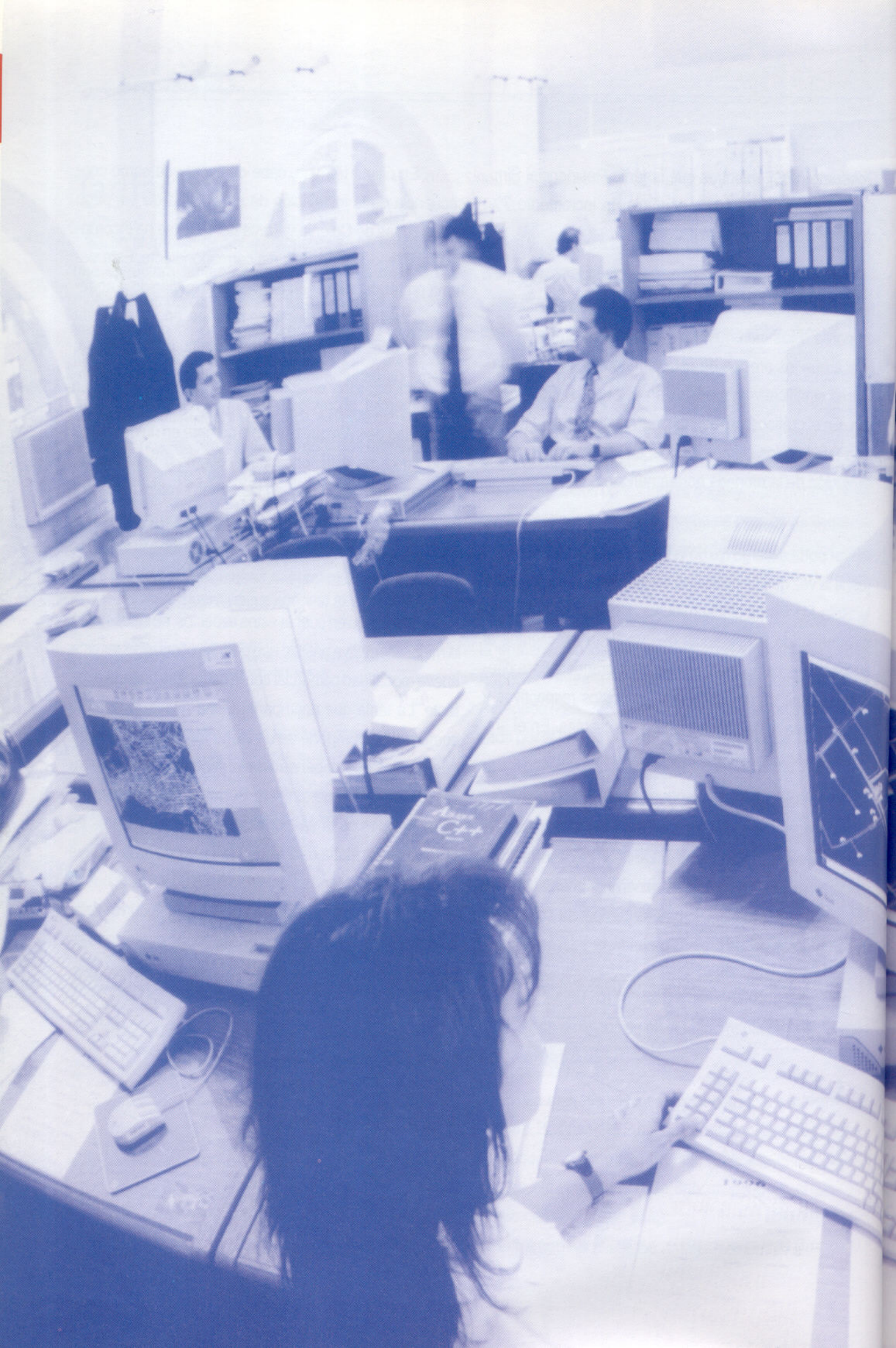


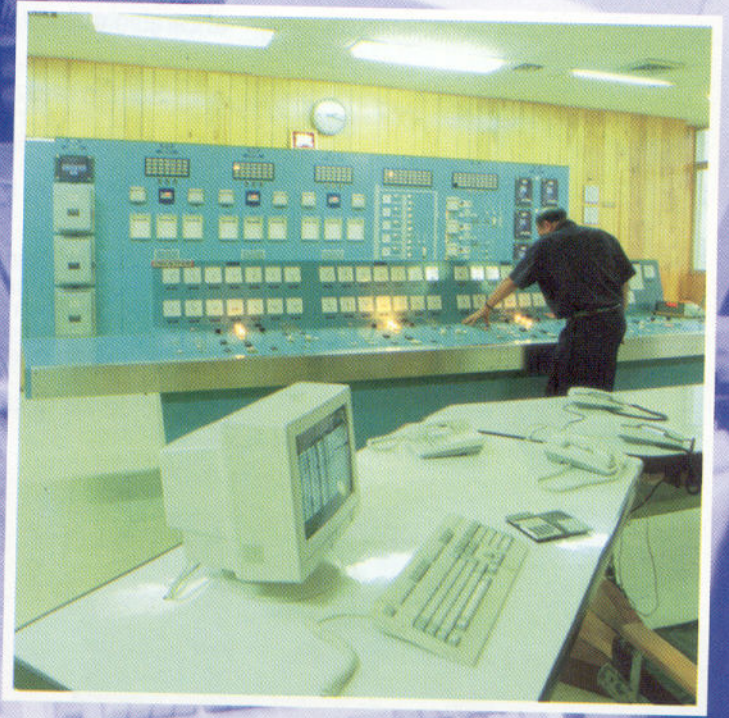
GRAFICO 2-Evolución Tarifas GC, IPC y Dólar





4

Gestión de los Recursos



SISTEMAS INFORMATICOS DE GESTION

En el año 1988 comenzó un proceso que se denominó de modernización de la empresa, en el marco del Proyecto de Mejora de Gestión. Se plantearon como objetivos esenciales, mejorar la gestión en cuanto a eficacia y eficiencia y mejorar la calidad del servicio prestado al cliente, sustentado básicamente en un cambio de cultura empresarial, considerando imprescindible, para la toma de decisiones, la utilización de información oportuna, actualizada y fiable.

En este contexto, se definió la implantación de sistemas informáticos y herramientas ágiles y modernas de gestión, adecuadas a las necesidades funcionales de la empresa. Las herramientas o sistemas de gestión implantados constituyen el instrumento básico de apoyo para el desarrollo de las distintas funciones: dirección, comercial, económico-financiero, distribución, abastecimientos, recursos humanos y explotación industrial.

Estos sistemas llevan incorporada una metodología que ordena, homogeneiza y uniformiza la forma de actuar. En definitiva, contribuyen al cambio cultural, como forma diferenciada de gestionar la empresa.

Se han realizado, tanto desarrollos «a medida», como adaptación de paquetes de software de aplicación, según los requerimientos del cliente, así como nuevas versiones de los sistemas en uso.

A continuación se describen someramente los Sistemas de Información que están en funcionamiento en la empresa, así como los principales logros que se cumplieron en 1995 en el desarrollo y mantenimiento de los mismos:

S.I.E. Sistema de Información Económica

Los cometidos básicos del SIE son: brindar información contable en forma fiable y oportuna, ser la herramienta básica para la optimización del uso de los recursos financieros de la empresa, posibilitar la utilización del presupuesto como herramienta de gestión y automatizar la liquidación y pago a proveedores.

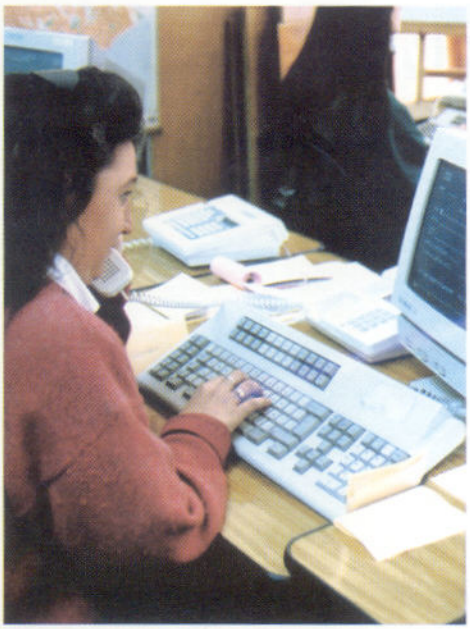
El principal hito en este año, derivó de la aprobación del decreto por el cual se incluyó a UTE entre los contribuyentes del Impuesto al Valor Agregado. Este hecho implicó cambios en el sistema para adaptarlo a las nuevas necesidades de información, así como a las nuevas formas de presentación de la misma hacia el exterior.

S.G.C. Sistema de Gestión Comercial

El SGC es una herramienta para desarrollar la actividad comercial que optimiza procesos, coordina y controla todas las funciones y suministra la información necesaria para la adecuada gestión del área comercial, unificando los criterios de actuación. Se compone de dos módulos funcionales claramente diferenciados: Gestión de Clientes y Control de Gestión.

Durante este año, los desarrollos más importantes incorporados al sistema comprendieron las siguientes funcionalidades:

- incorporación del IVA a la facturación de la empresa
- gestión de técnicos y firmas instaladoras
- cobranza del impuesto de Administración Nacional de Educación Pública
- incorporación al Clering de Informes
- definición de nuevas estructuras para las consultas de gestión



S.G.P. Sistema de Gestión Personal

El SGP atiende a la función de los Recursos Humanos de la empresa en forma integral, cubriendo aspectos tales como la liquidación de sueldos, la administración de la plantilla, formación, selección y promoción, seguridad e higiene y asuntos laborales.

Los principales logros alcanzados en el transcurso del año fueron:

- disponibilidad de consultas de marcas de relojes en forma diaria y la correspondiente gestión de incidencias, así como la generación y rectificación del parte mensual de incidencias,
- creación de las bases de datos de gestión de formación, de selección y promoción,
- liquidación y control de trámites por accidentes ante el Banco de Seguros del Estado,
- instrumentación del plan anual de formación,
- procedimiento de inscripción a concurso interno.

S.G.A. Sistema de Gestión de Abastecimientos

El SGA es la herramienta informática que permite tramitar todos los procesos relacionados con el suministro de bienes y la contratación de servicios.

Durante 1995 se trabajó en la «flexibilización» del módulo de compras y en las modificaciones originadas por la aprobación del Decreto Nº 158/95 que incluyó a UTE entre los contribuyentes del Impuesto al Valor Agregado.

S.G.D. Sistema de Gestión de Distribución

Este sistema es el soporte informático para la gestión de las instalaciones de distribución de energía eléctrica.

Se detallan a continuación los logros alcanzados en los distintos subsistemas que lo componen:

Sistema de Gestión de Trabajo y Normalización (S.G.T.)

Por el mismo, se gestionan todos los trabajos sobre la red de distribución, desde su fase de proyecto hasta su finalización.

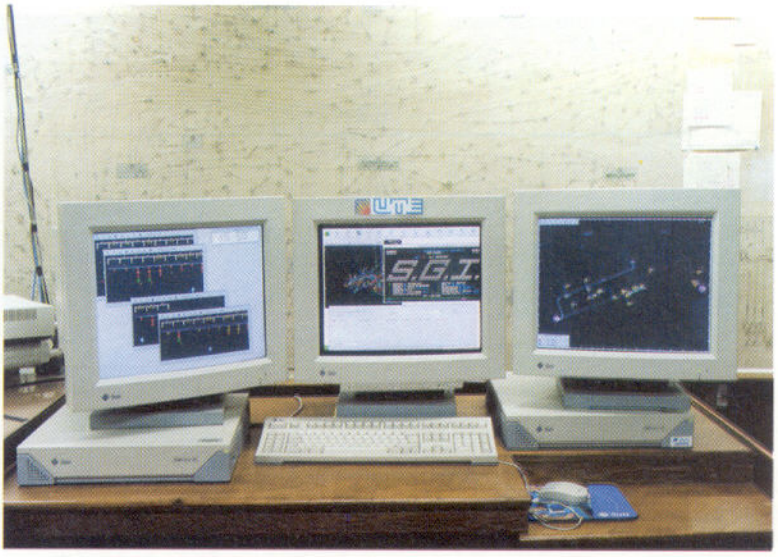
- Integración con el Sistema de Gestión Abastecimientos (S.G.A.)
- Implantación del módulo de Planificación de obras.

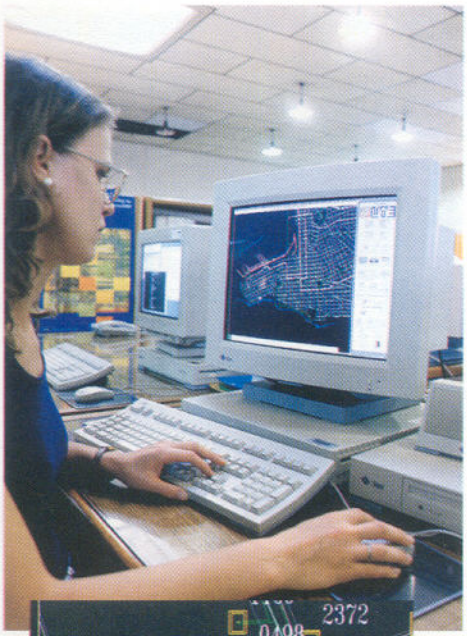
Sistema de Gestión de Incidencias (S.G.I.)

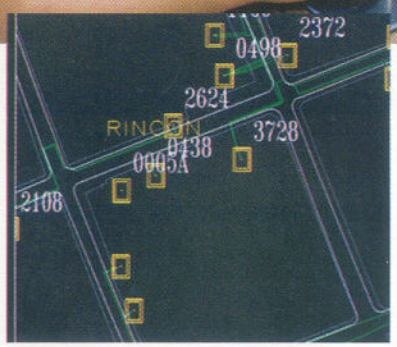
Recepciona y da soporte al seguimiento de los reclamos de los clientes por fallas hasta su reparación, en la red de distribución en cualquier punto del país. El mismo está disponible las 24 horas todos los días del año.

En este ejercicio se mantuvo el normal soporte al sistema de explotación, incorporándose una serie de mejoras entre las que se destacan:

- Emisión de avisos de cortes programados en baja tensión, mediante carta a los clientes.
- Incorporación de validaciones a la entrada de datos y mayor detalle en la descripción de averías, tendentes a mejorar la calidad de la información.







Base de Datos de Instalaciones (B.D.I.)

Se ha desarrollado un módulo en arquitectura informática de última generación (cliente-servidor), en el que se dispone de la cartografía de todo el país y las instalaciones de media tensión de distribución, con información gráfica y alfanumérica, conformando la Base de Datos de Instalaciones (BDI) de la red de distribución.

- Extensión del uso del Sistema a las Gerencias Norte y Oeste
- Incorporación de los esquemas de detalle de la red de distribución.

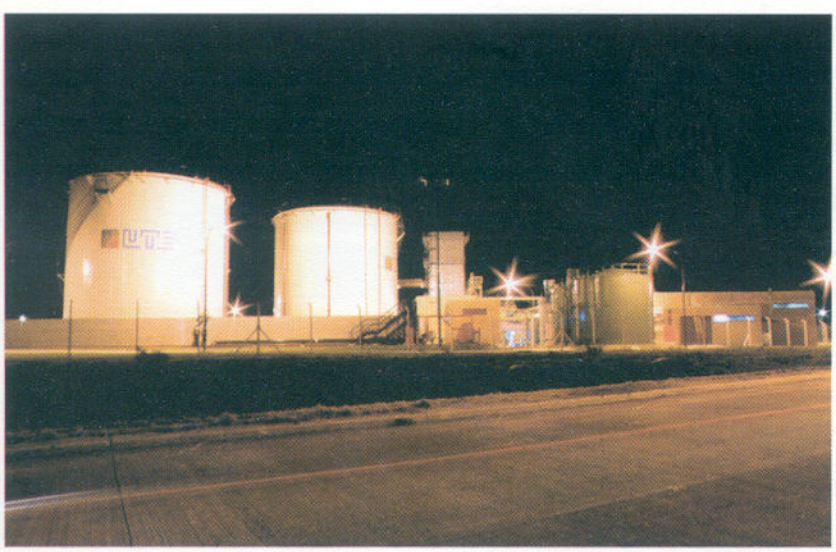
S.G.E. Sistema de Gestión de la Explotación

A continuación se detallan las tareas realizadas en cada uno de sus módulos:

Control de Gestión de Explotación (C.G.E.)

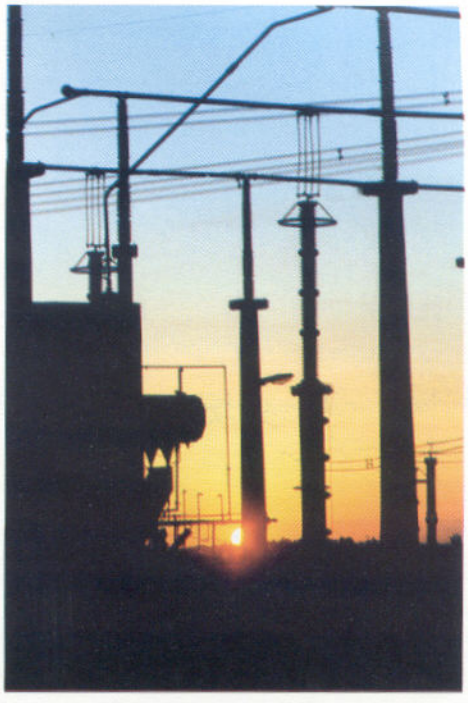
Presenta toda la información del sistema eléctrico, necesaria para la toma de decisiones en el ámbito de competencia de la generación y trasmisión.

Parque de tanques de combustible - C.T. La Tablada



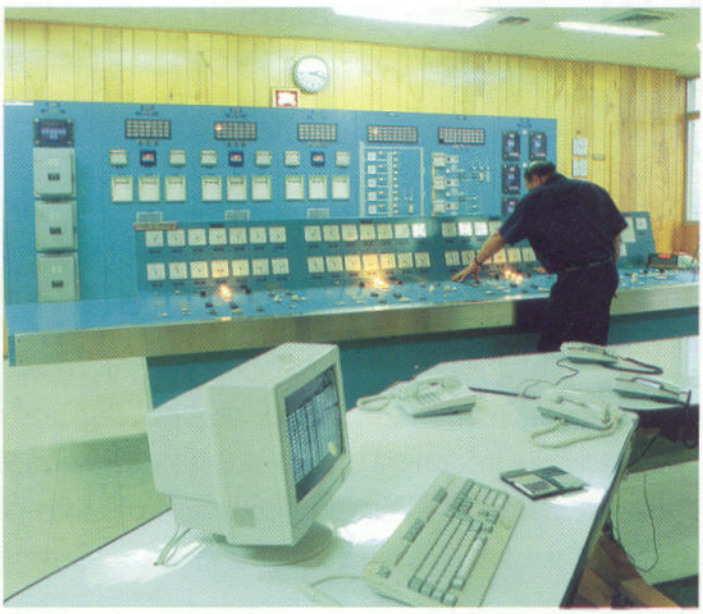
Durante el presente año se realizó la potenciación del módulo de combustibles, incorporando las medidas que se realizan en los tanques de las centrales térmicas, permitiendo además la emisión y seguimiento de las órdenes de compra a la Administración Nacional de Combustibles Alcohol y Portland (ANCAP).

Sistema de Gestión de Mantenimiento (S.G.M.)



El SGM dispone de una base de datos de los equipos de generación y trasmisión, conteniendo sus características técnicas y gamas de mantenimiento. Es la herramienta con la cual se gestiona el mantenimiento programado y correctivo de dichos equipos, posibilitando además consultas para el seguimiento y control del mismo.

En 1995 se incorporaron mejoras con respecto a su integración con el Sistema Gestión Abastecimientos (SGA) y el módulo de Gestión de Incidencias de Explotación (GIE), ampliándose además su ámbito de implantación a las comunicaciones y el telecontrol.



Gestión de Incidencias de Explotación (G.I.E.)

Es el sistema que permite gestionar las incidencias ocurridas en generación y trasmisión, siendo una herramienta que apoya la coordinación y estandarización de las tareas de la operativa diaria. También permite conocer en tiempo real la situación de todas las instalaciones de generación y trasmisión, la disponibilidad de equipos, cortes, perturbaciones y averías.

Como hecho destacable en 1995, se puede mencionar la adaptación de la operativa del sistema a la funcionalidad de los Centros de Atención Zonales.

Sistema de Gestión de Obras de Explotación (S.G.O.)

El SGO contempla el seguimiento de todas las fases de una obra, desde la etapa del proyecto hasta su puesta en explotación.

Durante el presente año se desarrollaron los módulos de:

- alta de una obra
- seguimiento de los estados de una obra
- gestión documental

S.P.I. Sistema de Planificación Integral

Es la herramienta de gestión dirigida a la Alta Dirección y Gerencia de la empresa.

Permite analizar, con agilidad, los grandes volúmenes de información que requiere la fundamentación de una toma de decisiones en el marco de una gestión eficiente.

Entre los desarrollos efectuados en 1995, se puede destacar la implantación del módulo del Informe de Gestión Mecanizado, que automatiza la extracción de información del resto de los sistemas corporativos, y la presentación centralizada de la misma.

Esta opción automatizó la confección del informe mensual en papel, logrando a través de la descentralización ingresar los datos en el lugar donde se producen, minimizando su ingreso manual. Además de mejorar la calidad de la información, el sistema permite reducir sustancialmente los tiempos de edición del informe.

G.D.C. Gestión Documental Corporativa

El GDC gestiona la tramitación de los expedientes que se generan en la empresa, así como la elaboración y aprobación de las Resolu-

ciones de Directorio y Normativas que regulan la Organización.

En el correr del año se han desarrollado las siguientes tareas:

- Implantación del módulo de ficha de control corporativo de expedientes, que brinda los datos básicos y posibilita su localización en todo momento.
- Ingreso de las normativas jurídicas y comerciales de la empresa.

THEMIS Sistema de Asesoría Técnico-Jurídica

El THEMIS gestiona la tramitación de los expedientes que ingresan al área jurídica. Durante 1995 se desarrollaron los módulos de:

- Asuntos laborales y disciplinarios.
- Recursos

S.G.S. Sistema de Gestión de Sistemas

En 1995 se acometió la implantación del sistema de gestión para el área informática.

Dicho sistema se está implantando por módulos, contando hasta la fecha con los siguientes:

- Seguimiento de actas de reuniones
- Tratamiento de encuestas de personal y clientes
- Apoyo al gerenciamiento de proyectos
- Administración de incidencias y mejoras
- Gestión de hardware y software de microinformática
- Gestión de solicitudes y reclamos.

El sistema tiene como cometido fundamental la optimización del

uso de los recursos del área informática; la homogeneización de los procedimientos internos, la generación de una base de datos estadística con parámetros de las actividades y servicios desarrollados.

El SGS se ha desarrollado en arquitectura cliente-servidor y haciendo uso de las posibilidades gráficas de los PCs. Estas características facilitan la operativa del sistema y la integración con herramientas, como ser: planillas de cálculo, editores de texto, etc.

Hardware

Este servicio se brinda a través de la operación de un complejo de proceso de datos de alta disponibilidad, que opera las 24 horas todos los días del año.

La constante evolución de los sistemas de gestión con la introducción de nuevas funcionalidades y mejoras en los servicios brindados, ha significado una creciente demanda de los recursos necesarios para su procesamiento. Continuando con la satisfacción de esta demanda, en 1995 se produjo la incorporación de nuevos elementos de hardware, entre los que se destacan:

- sustitución de la Unidad Central de Proceso IBM 9121/440 de 30 Mip_s por una IBM 9672/E01, con 66 Mip_s

- incorporación de un subsistema de discos IBM 9392/B13 y unidad de control IBM 3990/6, con 90 GB de capacidad de almacenamiento.

Con las incorporaciones anteriores, el complejo de procesamiento de datos tiene como principales indicadores, en cuanto a hardware instalado, los siguientes valores:

Capacidad de proceso:	124 Mip_s
Almacenamiento en disco:	221 GB
Terminales conectadas:	2300

La cantidad y calidad de los servicios prestados por el Centro de Procesamiento de Datos (C.P.D.), en la ejecución de los procesos de los sistemas de gestión de la empresa, pueden resumirse en los indicadores que siguen:

Disponibilidad (% sobre horas de operación)	99,7%
Transacciones por hora (media en hora pico)	110.000
Hojas impresas (carillas por mes)	2.000.000

CPD Agraciada

Considerando la situación actual, en la que se ha llegado a una alta dependencia de la operación de la empresa de la disponibilidad de sus sistemas de gestión, surge naturalmente como prioritario contar con un complejo de procesamiento de datos de muy alta disponibilidad.

En el marco de este objetivo, el área informática ha comenzado en 1995 la ejecución del proyecto del C.P.D. de la calle Agraciada, que se culminará en 1996.

Este proyecto contempla la distribución del parque de máquinas en dos centros de procesamiento de datos de porte equivalente, con la consiguiente disminución del riesgo de pérdida total.

El complejo de procesamiento de datos distribuido en ambos locales, están interconectados por un tendido de fibras ópticas, realizado en el presente año, que se desarrolla por dos recorridos diferentes para proveer de redundancia a la comunicación.

A fin de constituir una infraestructura confiable y protegida, ambos CPDs están dotados de sistemas de seguridad que cubren distintos aspectos:

- Seguridad física de acceso
- Detección y extinción de incendio
- Iluminación de emergencia
- Sistema ininterrumpible de energía.

Herramientas de Gestión

En el mes de diciembre, se realizó en la ciudad de Piriápolis el Encuentro de Gestión y Planificación Estratégica, con la participación del Directorio y gerentes de la empresa.

En la primera parte del encuentro se presentaron al Comité de Dirección los resultados del Modelo de Simulación Económica (Proyecciones económicas de UTE 1996-2000), en el marco de la Fase III - Plan Empresarial del Proyecto de Rediseño del Negocio.

En la segunda parte del encuentro las distintas unidades de la empresa presentaron sus planes estratégicos y operativos para el próximo ejercicio y como corolario de la reunión, el Gerente General impartió las directrices estratégicas que deberán guiar la actuación de UTE en 1996, a saber:

- que en los próximos tres años, nuestra empresa tenga las tarifas más baja de la región.
- que nuestra calidad del servicio sea igual a la de la mejor empresa de la región.
- lograr igualdad de condiciones, en su calidad de empresa pública, con el resto de las empresas que están en el mercado eléctrico regional.

Como resultado del plan de promoción y difusión de un proceso de calidad total iniciado en 1994:

- la Gerencia de División Sistemas de Información, respondiendo a la convocatoria anual del Comité Nacional de Calidad, se presentó al Premio Nacional de Calidad en la categoría organizaciones públicas.

Como resultado de esta postulación dicha gerencia resultó precalificada, habiendo presentado un reporte extenso y recibido la visita de los evaluadores designados por el Comité Nacional de Calidad.

La experiencia recogida, tanto en el proceso de formulación del reporte extenso como en oportunidad de la visita de los evaluadores, sirvió para propósitos de autoevaluación y planeación de los procesos de calidad total.

- el Area Distribución y Comercial (DYC) está desarrollando un proyecto

dirigido a lograr un equipo humano capaz de superarse en forma continua en la búsqueda y satisfacción de las necesidades de los clientes, internos y externos, que permita conseguir un beneficio sostenido y que garantice el crecimiento.

La línea de acción propuesta implica:

- desarrollo personal: aumento del conocimiento (hacer), mejora de habilidades (saber hacer), potenciación y cambio de actitudes (querer).
- desarrollo organizacional: dar sentido a la tarea, generar compromiso con la empresa, descubrir y dar sentido a las acciones de desarrollo personal.

Las fases de este proceso de cambio implican, superada esta fase inicial, implantar un plan de mejora que prevé definición, comunicación, puesta en marcha y seguimiento de proyectos dirigidos al logro de las mejoras identificadas. Las acciones más relevantes vinculadas con el plan se resumen a continuación.

Entre agosto y octubre de 1995 se realizaron presentaciones del plan a 285 funcionarios de todas las Gerencias de DYC.

El 21 de octubre, con motivo del aniversario de UTE se decidió conmemorar la «Semana de la UTE», realizando actividades en cada Gerencia involucrando a los clientes externos.

Se realizaron acciones formativas, dictándose 17 cursos de Equipos y Empresas a 410 funcionarios.

En diciembre se lanzó una encuesta de satisfacción de los funcionarios.

Comunicaciones y Telecontrol

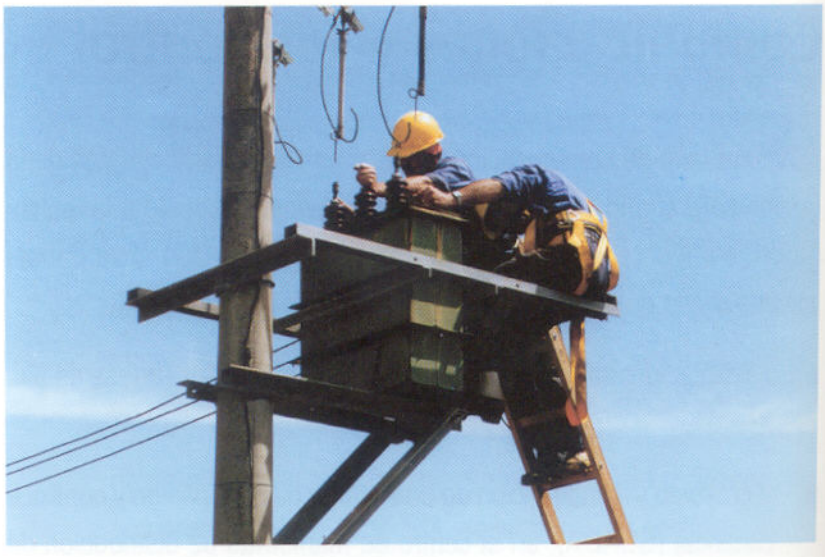
En materia de comunicaciones, los aspectos más relevantes de la gestión para el año 1995 muestran una actividad tendente a la tecnificación, en el entendido que se puede seguir mejorando si se trabaja con una visión de conjunto. En ese sentido, se participó en:

- la instalación del primer cable de fibras ópticas sobre líneas de alta tensión,
- el proyecto y la instalación de un sistema de supervisión y control a distancia (SCADA), en el centro de maniobras de distribución de Montevideo, telecontrolando la Estación Nº 57,
- la instalación y puesta en servicio de la Estación «J», en el SCADA del Despacho Nacional de Cargas,
- la puesta en servicio de los SCADA para la operación de 4 C.A.Z. (centros de atención zonal) de trasmisión en el Interior del país,
- la interconexión e instalación del segundo centro de procesamiento de datos,
- la instalación de 6 terminales teléfonicas -totalizando 25- distribuidas en oficinas comerciales de todo el país que, en forma automática y sin costo, permiten realizar reclamos y telegestiones a aquellos clientes que no disponen de servicio teléfonico.

Terminal telefónico para comunicación directa con Telegestiones

Durante el presente año se pusieron en funcionamiento 45 enlaces satelitales, completando así la interconexión de las oficinas comerciales y centros de maniobras con el centro de proceso, iniciado en el año 1994.

Estación Vergara 60 kV, torre de radio



Personal de **Talleres Generales** realizando mantenimiento en una **sub-estación aérea**

Unidades Productivas de Apoyo

En la Fábrica de Elementos de Hormigón Armado se continuó trabajando en un único turno, con el sistema de trabajo incentivado para la confección de armaduras, alcanzando un nivel de producción de 10.000 unidades equivalentes. La fábrica suministró durante este año más del 70% de las columnas que UTE utilizó en obras, siendo este ratio, para los últimos 7 años, del orden del 60 %.

Talleres Generales se consolidó como sector prestador de servicios, culminación de un proceso de reconversión respecto a su rol original de fabricación seriada de materiales.

Se trabajó en el mejoramiento de la ecuación costo-beneficio y en la introducción de los conceptos de calidad y eficiencia.

Se han reparado 58 transformadores con una potencia total de 220.000 kVA.

En el año se realizaron 39 movimientos e instalaciones de transformadores para distribución (Interior) con una potencia de 90.000 kVA, así como el diagnóstico de fallas y presupuesto de reparación de grandes transformadores a trasmisión.

Se comenzó a participar con personal de distribución en el mantenimiento de sub-estaciones aéreas, obteniéndose una disminución en la incidencia de fallas en los transformadores.

Personal de **Talleres Generales** instalando un transformador

Asesoría Técnico Jurídica

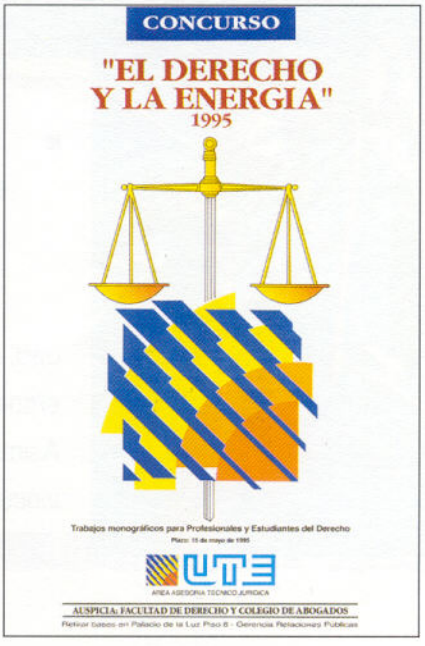
En el año 1995, se desarrollaron las tareas propias del área, que implican el asesoramiento permanente al Directorio y a Gerencia General para la toma de decisiones, la defensa judicial y extrajudicial de UTE y el apoyo a las diferentes áreas de la empresa en su gestión diaria, indicando las normas que deban regular la misma, a través del asesoramiento jurídico notarial, en temas relacionados con la actividad comercial, laboral, industrial, consultoría externa, inversiones externas, entre otros de acuerdo con la directriz de Gerencia General dictada en el Encuentro de Gestión de diciembre de 1994.

Profesionales del área jurídica han participado con otras unidades en la elaboración de reglamentos internos, de acuerdo con el campo de su especialización. Algunos ejemplos son la Normativa Comercial, (Reglamento de Atención al Cliente, Reglamento de Baja Tensión, Norma de Instalaciones, etc.) o la normativa relacionada con la gestión de los recursos humanos de la empresa (Reglamento de Ascensos del Personal).

Por otra parte, se ha hecho especial hincapié en el estudio de las modificaciones legales a realizar al actual marco normativo que rige las actividades del sector eléctrico.

En este tema, se realizó un estudio de las ventajas y desventajas que el actual ordenamiento jurídico presenta para el funcionamiento de UTE. Posteriormente se procedió al estudio del Proyecto de Ley de Marco Regulatorio del Sector Eléctrico, presentado al Poder Legislativo por el Ministerio de Industria, Energía y Minería, y se redactaron las sugerencias de UTE para que ésta pueda desarrollar su actividad en igualdad de condiciones con otros posibles agentes del mercado eléctrico.

Los días 30 de junio y 1 de julio de 1995, se llevaron a cabo las «3ras. Jornadas de Profesionales y Técnicos de la Asesoría Técnico Jurídica», las que contaron con la participación de profesionales del derecho de la República Argentina, con los que se realizó intercambio de información relativa a aspectos legales.



En las mencionadas jornadas, se procedió a la entrega de premios a los ganadores del concurso «La Energía y el Derecho». Las bases del mismo fueron aprobadas por el Directorio de la empresa, y estuvo dirigido a profesionales del derecho funcionarios de UTE, profesionales del derecho externos a la empresa y estudiantes de derecho que presentaran trabajos sobre los temas propuestos, los cuales redundarían en beneficio de UTE, ya que se eligieron temas de sumo interés para la empresa (las tarifas en los servicios eléctricos; régimen jurídico aplicable a las actividades que desarrolla UTE fuera de fronteras, en el ámbito de ampliación de sus cometidos aprobados por Ley 16.211 y 16.462; y ejecución de sentencias dictadas contra el Estado).

Recursos Humanos

Dentro de las actividades desarrolladas en el ejercicio 1995 en el ámbito de los recursos humanos de la empresa, se destaca:

- Culminación de la instrumentación del plan de incentivo de retiro aprobado por el Directorio de la empresa en octubre de 1994, el que abarcó aquellos empleados con causal jubilatoria generada al 31/12/94, con una indemnización variable en función de la edad, entre 6 y 10 sueldos por persona. Se produjeron 443 bajas, con un costo de U$S 3.800.000.
- Habiendo transcurrido dos años de la firma del convenio laboral, se ha realizado una revisión de los principales temas en él contenidos, adecuándolos a la realidad actual de la empresa.

Las principales mejoras se proponen en el capítulo de productividad, donde se introduce la valoración de dos factores: presencia y desempeño, cada uno de ellos medido a través de un sistema especial. Asimismo, se establecen topes para el pago de la productividad y se vincula la misma al resultado económico de la empresa.

Capacitación

Se realizaron 786 cursos que permitieron capacitar a 7.434 participantes. Estas cifras representan un incremento del 41% con respecto a 1994. Es de destacar que, en el último quinquenio, se ha quintuplicado la capacitación realizada.

En cuanto a la temática, la formación se concentró en desarrollo gerencial, distribución de energía y temas comerciales.

El 51% de los cursos fue realizado en Montevideo y el 49% restante en el Interior del país, acercando la capacitación al lugar de trabajo del funcionario.

Se elaboró, para dos unidades de la empresa, un documento que

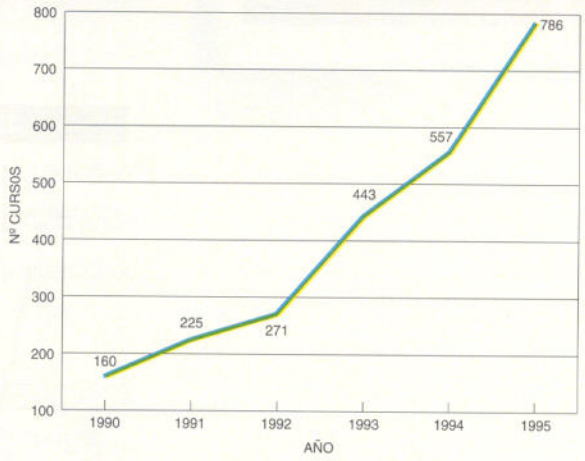
Centro de Capacitación.
Se construyeron seis aulas de uso general

Cursos de medidas eléctricas y de electrotecnia desarrollados en dos laboratorios especialmente equipados

establece la formación por puesto de trabajo, programa y carga horaria de los cursos correspondientes. La determinación de la capacitación para cada puesto de trabajo, permitirá desarrollar el primer eslabón necesario para definir el sistema de carreras profesionales.

Se concluyó la construcción y la primera etapa del equipamiento del nuevo centro de capacitación, sito en la calle Leguizamón 3463 esquina Lasplaces, contiguo al predio de la subestación F. El centro comenzará a funcionar en febrero de 1996. Tiene una capacidad máxima total para 250 participantes en forma simultánea, distribuidas en aulas, talleres y sala de conferencia. Estará dotado de equipamiento didáctico de tecnología avanzada, tanto en lo referente a los instrumentos necesarios para trabajos prácticos en los cursos artesanales, como en recursos audiovisuales.

CURSOS DICTADOS 1990-1995



Seguridad e Higiene en el trabajo

En el área de la seguridad laboral en el año 1995, la empresa fijó políticas, que establecen la filosofía de trabajo de seguridad integrada. Se resuelve adoptar dicho concepto para todas las actividades de la empresa, desde las etapas de diseño, construcción y adquisición de equipamientos y herramientas, hasta la formación de grupos interfuncionales que tuvieran como cometido la elaboración de procedimientos de trabajo.

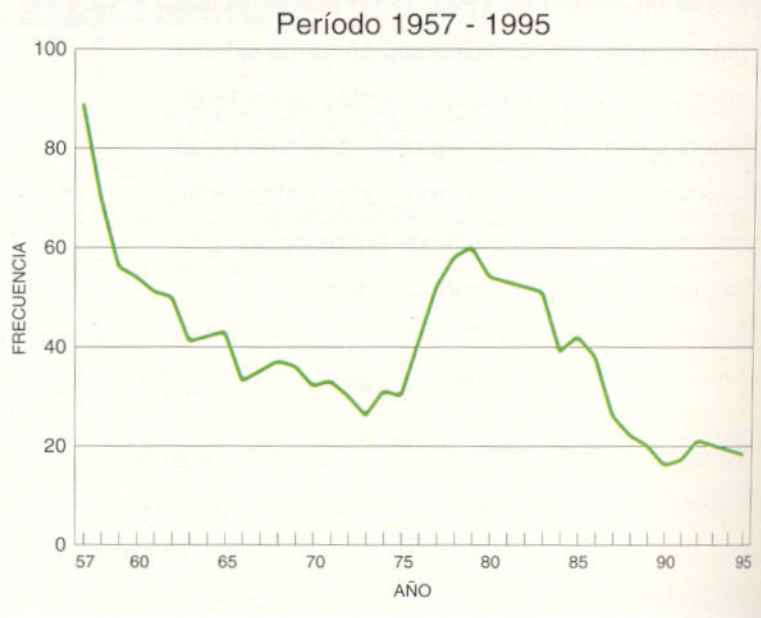
Se participó en las X Jornadas Latinoamericanas de Seguridad e Higiene en el Trabajo, con tres trabajos:

- Seguridad integrada y auditoría de gestión.
- Estimulación prevencionista a nivel preescolar.
- Investigación de un grupo de riesgo desde la perspectiva psicosocial.

Se llevó a cabo una investigación de accidentes ocurridos, para determinar causas y contribuir a evitar futuros casos.

$$f = \frac{\text{Nº ACCIDENTES} \times 10^6}{\text{Horas - hombre - Trabajadas}}$$

INDICE DE FRECUENCIA DE ACCIDENTES



En relación con la cantidad de accidentes, en el gráfico puede apreciarse que a continuación de los mínimos obtenidos en el año 1991, como consecuencia de las medidas de carácter preventivo implantadas, decrece su eficacia a medida que se van alcanzando nuevas condiciones de trabajo, pero manteniendo la cantidad total por debajo del promedio histórico.

Dentro del programa de medicina preventiva, se realizaron 4.133 exámenes ocupacionales.

Por otra parte, se operó una disminución de 19.851 días de licencias médicas otorgadas con respecto al año 1994, ubicándose el índice de ausentismo por este concepto en un 2,71% para Montevideo.

Sistema de Seguridad

En relación a nuevos servicios, cabe destacar la instalación de un sistema integral de seguridad que estará operativo a fines de marzo de 1996.

Se han instalado dentro del Palacio de la Luz detectores sensibles al humo, a la luz y a las elevaciones bruscas de temperatura, las cuales serán monitoreadas desde una sala de control.

El subsistema se ve complementado con pulsadores que pueden ser activados por cualquier persona que observe alguna situación anómala, así como con un sistema de sirenas que indicarán al personal la necesidad de evacuar el edificio.

Cabe destacar que en todos los pisos han sido construidos muros cortafuego, que en caso de siniestro mantendrán aislado el foco ígneo, retardando su propagación y, por otra parte, las escaleras han sido dotadas de puertas contra incendio, pasando a constituir vías de escape seguras, puesto que mediante su presurización se logra que el humo no las invada. Asimismo, se ha instalado un circuito cerrado de televisión.

Aspectos vinculados a la Gestión Económico-Financiera

El resultado del ejercicio ascendió a U$S 163 millones, produciéndose un significativo incremento, del 17%, respecto del año anterior, el que fuera de U$S 139 millones. Este incremento se explica, principalmente, por un aumento en las ventas, que alcanzaron los U$S 554 millones, frente a los U$S 510 millones del ejercicio 1994.

El aumento en las ventas se origina en un crecimiento de la demanda interna del 6,8%, que pasa de 4.655 GWh en 1994 a 4.973 GWh en 1995; una disminución en las exportaciones de 344 GWh a 198 GWh y un incremento en el precio medio de la tarifa expresada en dólares, que fue de 0,102 U$S/kWh en 1994 y 0,107 U$S/kWh en este ejercicio; calculada tomando en consideración ventas al mercado interno más exportaciones.

El patrimonio de la empresa es de U$S 1.921 millones, por lo que la rentabilidad sobre el mismo alcanzó a un 8,5%, frente a un 8% del ejercicio 1994. En tanto, la deuda financiera se ubicó en U$S 1.007 millones, lo cual representó una disminución de U$S 43 millones con respecto al cierre del año anterior.

Las inversiones alcanzaron un nivel de U$S 158 millones, cifra que es el 88% del monto de las inversiones realizadas en 1994. La empresa ha realizado contribuciones al Estado a través del pago de impuestos y cargas sociales por un monto de U$S 161 millones.

Corresponde señalar que la empresa ha cumplido puntualmente con sus obligaciones, tanto por el servicio de deuda, como con el Estado y el pago a proveedores y empleados.

Durante el ejercicio se gestionaron dos nuevos préstamos, uno ante el BID y el otro ante el BIRF. El primero de ellos, por un monto de U$S 54 millones, está

destinado principalmente a financiar la interconexión eléctrica Rivera-Livramento y la rehabilitación de las redes de distribución del Interior. El préstamo BIRF por U$S 125 millones, se utilizará para la financiación de las obras de expansión de las subestaciones I y San Carlos de 500 kV y el sistema de distribución de 150 kV de Montevideo. Estos préstamos han sido aprobados por los respectivos bancos, restando solamente que se produzcan algunas condiciones de efectividad para su firma.

A partir del 1º de mayo de 1995 y como consecuencia de la ley Nº 16.697, de «Reordenamiento financiero y mejora de la competitividad» del 25.04.95 y el Decreto 158/95 del 28.04.95, UTE pasó a ser contribuyente del Impuesto al Valor Agregado, a la vez que se fijó en 0 % la tasa del IMESI que gravaba la enajenación de energía eléctrica.

Este hecho significó que para la empresa el IVA dejara de ser un costo, al poder descontar el impuesto incluido en las compras, del impuesto recaudado por las ventas de energía. Por otro lado, se dejó de percibir el 50 % del IMESI.

La utilización de los servicios brindados por la banca privada dentro del marco legal vigente y las negociaciones llevadas a cabo con el Banco de la República Oriental del Uruguay (BROU), permitieron mejoras en la gestión financiera de la empresa, entre las cuales se destacan:

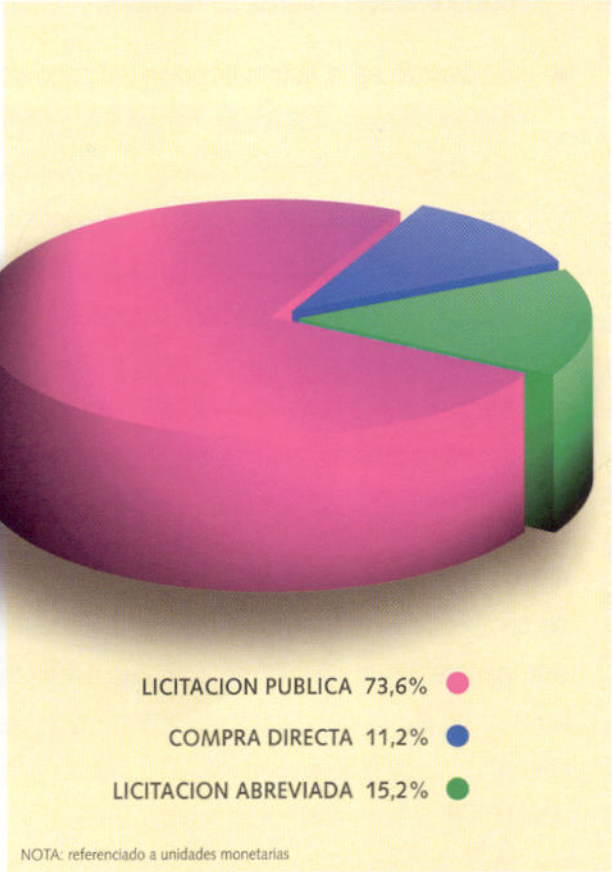
- Una reducción de costos derivados de la apertura de créditos documentarios, por la vía de la competencia entre las diferentes instituciones, tanto públicas como privadas.
- La instalación en la empresa de una terminal de transferencias electrónicas del BROU, lo que ha permitido estar conectados en línea las 24 horas, pudiendo consultar movimientos y realizar transferencias entre cuentas. De esta forma se han disminuido las disponibilidades diarias no rentadas.
- Se avanzó en la automatización del pago de haberes de Montevideo, donde actualmente se realizan 2.000 acreditaciones en cuenta de instituciones financieras, de las cuales 1.500 corresponden a pago por cajeros automáticos. Esto ha permitido reducir los costos por inmovilización de fondos, para ensobrados de haberes, en 72 horas y, prácticamente, eliminar el costo de inmovilización en los casos de acreditación bancaria.

En materia de contrataciones y con el objetivo de alcanzar un servicio de calidad, manteniendo un entorno de competitividad y transparencia, se encaró una revisión general de la gestión de compras. Dicha revisión tiene como punto de contacto en el exterior la gama de oferentes y proveedores con que UTE cuenta y pretende desarrollar. A tales efectos se realizó una encuesta, cuyos objetivos básicos pautarán la revisión de la gestión.

Se analizó el nivel de interés que despierta entre los proveedores la posible flexibilización del régimen de contratación lo cual fue evaluado como positivo. Como ejemplo de ésto, se enmarca la modalidad de compras concertadas, cuyo objetivo es disminuir los precios de dichos bienes y optimizar económicamente la función de abastecimientos, en forma compatible con las actuales exigencias normativas. A través de esta nueva modalidad, se pretende obtener mayores descuentos por cantidad, reducir costos de gestión (entre otros traspasando algunos costos de almacenamiento al proveedor) y, en algunos casos, permitir que la empresa se mantenga en la punta del avance tecnológico. Una experiencia piloto, que se encuentra en ejecución, es el plan de compras del equipamiento informático de la empresa.

Los objetivos sustanciales de dicha modalidad de compra son los siguientes:

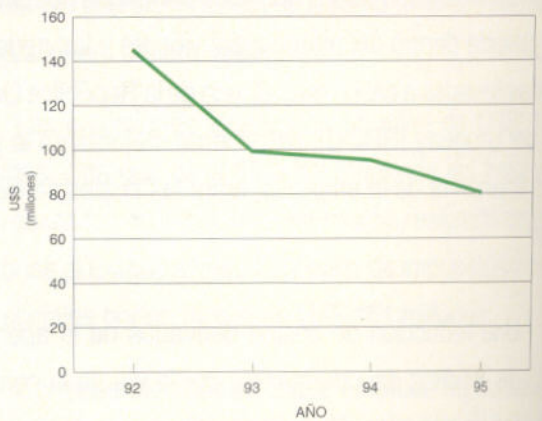
ADJUDICACIONES Y AMPLIACIONES 1995



- las existencias en almacenes al 31 de diciembre alcanzaron un valor de U$S 80:672.000, habiendo descendido desde el año 1992 un 44%, como se aprecia en la gráfica.
- se han obtenido ingresos extraordinarios derivados de la venta de activos improductivos, habiéndose recaudado U$S 507.168 por venta de chatarra, que contribuyeron por otra parte a la reducción en el nivel de inventarios de UTE.

Continuando con la política iniciada en el ejercicio anterior en lo que se refiere a los plazos de presentación de la información contable, en el presente fueron aprobados por el Directorio con fechas 22.02.95 y 22.03.95 el Balance General y Anexos 1994 y la Ejecución Presupuestal del año 1994, respectivamente.

EVOLUCION DEL NIVEL DE STOCK



- Es un mecanismo de contratación que establece un monto total de compra de determinados artículos, con precios de referencia por artículo, en que no se discriminan las cantidades a comprar, a fin de poder revertir los inconvenientes que se presentan debido a los cambios en las necesidades del tipo de material.
- Disminuye la utilización del almacenamiento propio, estableciendo mecanismos de entrega del material más flexibles que los actuales e incluso combinando entregas en almacenes y directamente a usuarios.

En cuanto a la gestión de stocks, se han producido avances sensibles en los principales indicadores:

Auditoría Interna

Como acciones de apoyo y evaluación durante el año 1995 corresponde destacar:

Dentro de la modalidad de auditoría operativa; la evaluación de los controles previstos en procedimientos generales, tales como el utilizado para los aportes vertidos al B.P.S., aspectos relacionados con la gestión comercial, la atención al cliente, controles sobre obras contratadas, manejo de fondos en las unidades descentralizadas y con la gestión de materiales (confiabilidad de la información, control interno, materiales sin movimiento).

La decisión del Poder Ejecutivo de declarar a UTE como contribuyente gravado por el Impuesto al Valor Agregado a partir del 1/5/95, motivó que se analizaran las acciones tomadas por la empresa a fin de obtener información oportuna, que permitiera la realización de las correspondientes liquidaciones del impuesto. Complementariamente, se verificó el cumplimiento dado a las disposiciones en materia de documentación respaldante, emanadas de la Dirección General Impositiva.

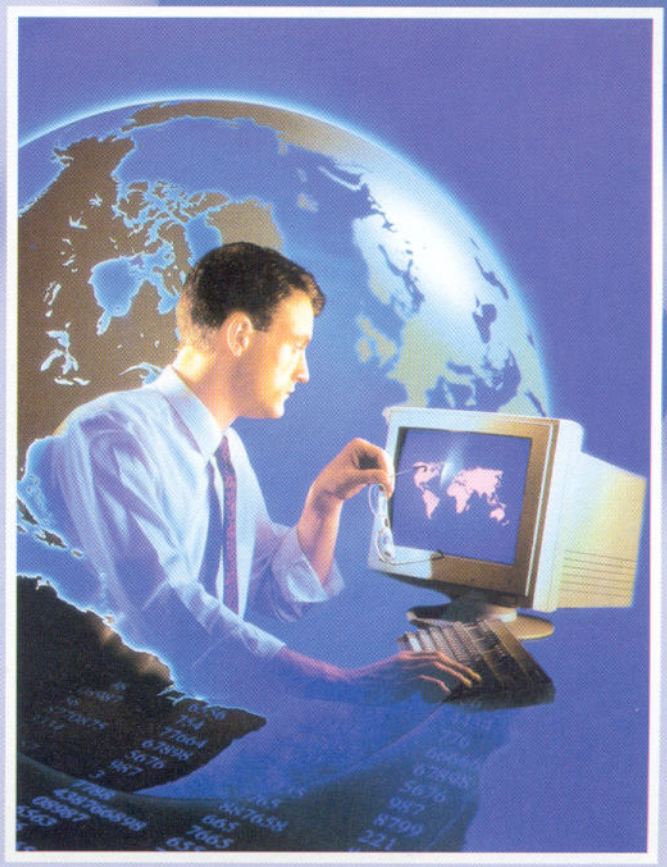
En la modalidad de auditoría contable, se analizaron los saldos de mayor significación y riesgo del sistema de información económica, con la finalidad de evaluar la confiabilidad de la misma.

En la modalidad de auditoría informática, se finalizó una primera revisión de la seguridad lógica, evaluando los controles que tiene relación con el "mainframe", así como los perfiles de los diversos tipos de usuarios.

Se encaró además, el estudio de la función mantenimiento de los sistemas, analizando el proceso seguido para la realización de modificaciones a los mismos.

5

Proyección Exterior



CONSULTORIAS E INVERSIONES EN EL EXTERIOR

PANAMA

- Universidad de Panamá,
  sistemas informáticos, mejoramiento organizativo, administrativo y gerencial.

ARGENTINA

- Empresa CAPEX S.A.
  capacitación de ejecutivos en el negocio de distribución de electricidad.
- Empresa de Distribución de Energía de Rio Negro (EDER S.A.), diagnóstico.
- Central Hidroeléctrica de Ameghino
  Provincia de Chubut. Realización de la operación de la central.
- Electricidad De La Rioja (EDELAR).
  desarrollo del open del Sistema de Gestión Comercial.

BRASIL

- Centrales Eléctricas de Goias (CELG)
  diagnóstico de la función comercial.

REPUBLICA DOMINICANA

- Corporación Dominicana de Electricidad (CDE)
  aporte a la gestión comercial.

VENEZUELA

- Comisión Anónima de Electricidad de Caracas (CAEC)
  aporte a la gestión comercial.

REPUBLICA CHECA

- Johoncescké Energetichké Zadovy - (JCE)
  elaboración del Plan de Sistemas y Capacity Planning

KENIA

- Kenya Light Power Company - (KPLC)
  implantación de Sistemas de Gestión Mantenimiento, Gestión Comercial, Gestión Económica y Mejora Organizativa Integral.

FILIPINAS

- Empresa MERALCO
  implantación de sistemas informáticos de gestión.

NICARAGUA

- Empresa Nicaragüense de Electricidad - (ENEL)
  desarrollo del open del Sistema de Gestión Comercial y del Sistema de Gestión de Incidencias.

REPUBLICA ESLOVACA

- Zapodoslovenke Energetické Zadovy - (ZSE)
  customización e implantación del Sistema de Información Económica y de Gestión Comercial.

CONSULTORIA EXTERNA

Dentro de los objetivos establecidos para el año 1995, se marcó como prioritario, consolidar en el Uruguay la presencia como consultores para el cambio y como unidad de negocio de UTE, con perfil propio. Así también, se definió desarrollar en lo local, un frente de negocios orientado a la prestación de servicios informáticos comerciales, de forma de ofrecer la resolución integral de la función comercial, en las empresas de servicio público.

El cumplimiento de estos objetivos citados, se ha realizado en forma satisfactoria. Para ello, se ha volcado un alto volumen de actividades en lo local, tanto a nivel de generación y seguimiento de contactos con los organismos públicos, como en lo referente a presentaciones de los servicios de la consultoría y presentación de ofertas concretas de comercialización de los mismos. Los logros más significativos alcanzados en este sentido han sido:

- Nuevo contrato con la Intendencia Municipal de Montevideo, para el desarrollo e implantación de un sistema económico y un sistema de abastecimientos, reestructura organizativa de unidades afines y formación de usuarios.
- Contrato con la Administración Nacional de Educación Primaria, para la recaudación del impuesto de primaria.
- Contrato con la Intendencia Municipal de Montevideo para la prestación del servicio comercial, para la recaudación del tributo municipal, contribución y patentes.
- Contrato con el Banco de Previsión Social para la planificación y organización del servicio de atención telefónica en las unidades de Contribución de Afiliados y Prestaciones. Implantación del referido sistema.
- Acuerdo con la Dirección Nacional de Infraestructura Aeronáutica para la elaboración del proyecto de reforma del sistema de alimentación y distribución de energía eléctrica y supervisión

de las obras eléctricas del referido proyecto.

- Contrato con la Dirección Nacional de Comunicaciones para la ejecución de la Fase 1 del proyecto de diseño e implantación de un sistema de información integrado.

En el plano internacional se concretaron varios emprendimientos.

Por un lado, se ha trabajado satisfactoriamente en lo relativo a la consolidación de la presencia en América Latina como consultores internacionales, participando en un alto número de licitaciones. Se han concretado visitas de presentación de la empresa y de los servicios de consultoría a otras empresas de la región, así como la recepción de visitas técnicas a U.T.E..

Por otra parte, fuera del área latinoamericana, se ha buscado dar a conocer esta gama de actividades de UTE mediante el envio de folletería en inglés, a países de Europa del Este y Asia.

Para el año próximo, se impulsará una amplia gama de negocios a nivel nacional, así como incrementar la actividad a nivel regional, a través de un plan de marketing en lo relativo a visitas de presentación, seguimiento de contactos y de emprendimientos ya encaminados y captación de nuevos contactos, propendiendo a la concreción de nuevas oportunidades de negocio, básicamente en Brasil, Argentina y Centro América.

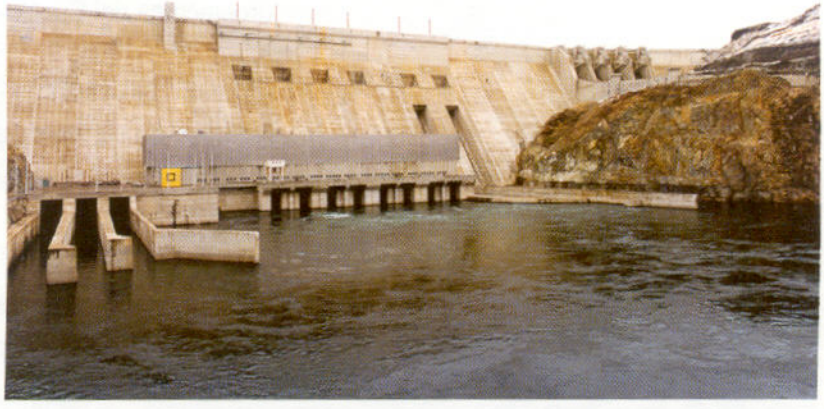
A nivel nacional, se intensificará el relacionamiento con las Intendencias Municipales del Interior, de cara a la prestación de los servicios comerciales, para la recaudación de los tributos municipales; con la Contaduría General de la Nación para la implantación de un sistema financiero; con la TV por abonados, para la prestación de los servicios comerciales; con la Administración de las Obras Sanitarias del Estado para la implantación del SGC; con el Banco de Previsión Social para la implantación de los sistemas administrativos, reestructura organizativa y planificación estratégica, etc..

Inversiones en el Exterior

Durante el ejercicio 1995 no se concretaron nuevos emprendimientos. En relación a las inversiones realizadas durante 1994 en la República Argentina, corresponde señalar:

- El 12/4/95 se inauguró la Central Hidroeléctrica Piedra del Aguila con una capacidad instalada de 1.400 MW, siendo la mayor hidroeléctrica ubicada totalmente en territorio argentino. UTE participa en la misma a través del consorcio internacional Hidroneuquén S.A. adjudicatario del 59% del paquete accionario.

  La generación neta total del ejercicio ascendió a 5.982 GWh, representando una participación del 10% en el Mercado Eléctrico Mayorista. Asimismo, el 11/11/95 se alcanzó el récord diario de generación con una potencia media horaria de 1.380,5 MW.



Central Hidroeléctrica **Piedra del Aguila**
Rep. Argentina

- El día 22/09/95 las respectivas Asambleas Extraordinarias de Accionistas aprobaron la fusión por absorción de Central Neuquén S.A. (Sociedad Incorporada) con Central Puerto S.A. (Sociedad Incorporante), fundamentado en razones de similares actividades y estructuras accionarias y de dirección, considerando además las mejoras de eficiencia que se obtendrían en materia comercial, financiera y tributaria.

  Al cierre del ejercicio, se encontraba próximo a culminar el proceso de aprobación del trámite de fusión por las autoridades competentes.

  Con esta decisión, UTE pasa a ser propietario del 0,63% del capital social de la nueva sociedad (Central Puerto S.A.), cuyas acciones cotizan en la Bolsa de Buenos Aires.

  Con la fusión la compañía, ha aumentado su capacidad de genera-

ción a 1.379 MW y ha pasado a ser la empresa de generación termoeléctrica más grande de Argentina.

- Durante el primer ejercicio regular desde la privatización, el Complejo Hidroélectrico Florentino Ameghino con una capacidad instalada de 46 MW, generó un total de 175 GWh. Más del 50% de la producción fue destinada a cumplir contratos, suscritos a principios del ejercicio, con un conjunto de Cooperativas Eléctricas de la zona.

  UTE participa en el mismo a través del consorcio internacional Hidroeléctrica del Sur S.A., adjudicatario del 59% del paquete accionario.

  Finalmente, corresponde destacar que UTE ha cumplido, a entera satisfacción del concesionario, con su función de operador técnico de la central.

Central Hidroeléctrica **Florentino Ameghino**
Rep. Argentina

Interconexiones

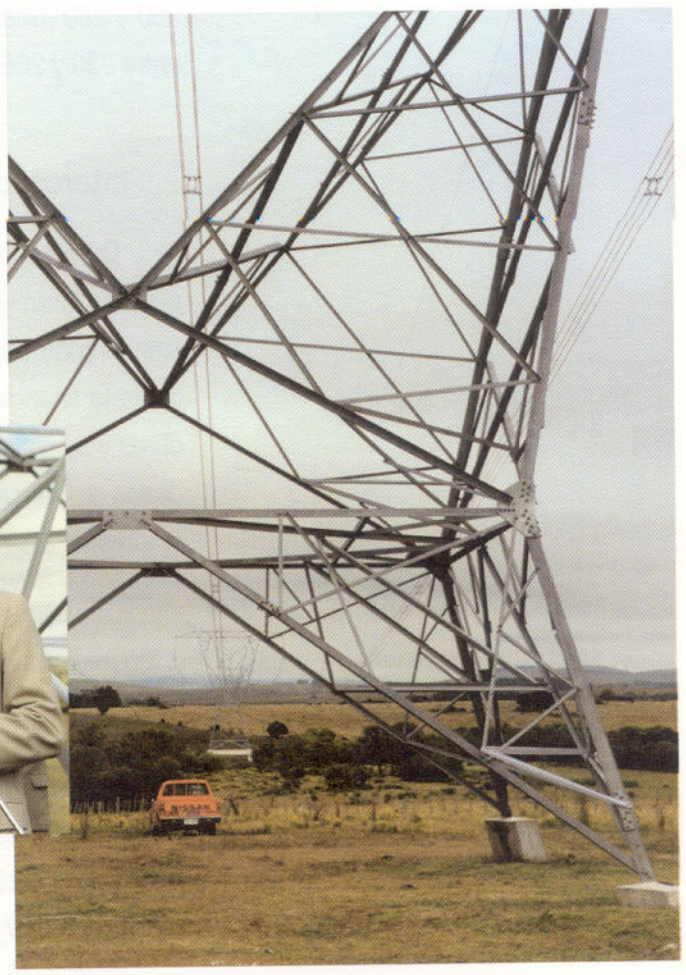
Interconexión en Extra Alta Tensión:

En mayo de 1995 culminó la primera etapa de consultoría, por la que ENEL S.P.A. - Italia asesoró al Grupo de Trabajo Técnico Binacional (GTT) de las empresas U.T.E., ELETROBRAS Y ELETROSUL en la realización de un primer estudio de factibilidad técnico-económica de una interconexión con Brasil en Extra Alta Tensión, del orden de 300 MW de potencia.

Las conclusiones de esos estudios establecieron la factibilidad de interconexiones entre San Carlos (Uruguay) y Presidente Médici (Brasil) y entre Palmar (Uruguay) y Alegrete (Brasil), ambas en corriente alterna, 500 kV.

Posteriormente, se determinó que variando alguno de los supuestos en los que se apoyaban los estudios, podrían producirse cambios en los resultados obtenidos, por lo que el GTT continuó los trabajos con un plan que culminó en setiembre.

Los resultados de estos estudios, incluyen la evaluación de una nueva alternativa de interconexión, pues *considera una línea en corriente continua* entre San Carlos (Uruguay) y Gravataí (Brasil) que es el nudo eléctrico en 525 kV próximo a la ciudad de Porto Alegre.



Inauguración de la línea de **Extra Alta Tensión** de **500 kV** Montevideo - San Carlos. Posible punto de partida de la **interconexión** con Brasil

La segunda etapa de la consultoría debía preparar un anteproyecto de la interconexión seleccionada, y los pliegos de condiciones para el llamado a la ejecución de las obras correspondientes.

Cambios de orientación ocurridos en ambos países, determinaron que se modificara el objeto de la segunda etapa de consultoría, manteniendo en términos generales la parte de ingeniería en lo relativo a la interconexión, agregándose un estudio de la organización y del negocio con el objeto que el proyecto tuviese los resultados más rentables para las empresas.

Sobre fines de 1995 se estaban delineando con ELETROBRAS Y ELETROSUL, los términos de referencia para la contratación de una segunda etapa de consultoría por medio de una donación del gobierno italiano de fondos de Cooperación Técnica Internacional, administrados por el B.I.D.

Para las alternativas de interconexión con mayores posibilidades de ser seleccionadas, el costo total estimado de los proyectos oscila entre 260 y 280 millones de dólares, y el costo de inversión correspondiente entre 230 y 265 millones de dólares.

• Interconexión a través de Rivera - Livramento

Durante 1995 se negociaron con ELETROSUL, los tres contratos que regularán los intercambios de energía eléctrica entre las dos empresas: el contrato de ingeniería y construcción, el contrato comercial y el contrato financiero. En lo esencial, el primero está relacionado con las obras y suministros para la interconexión, el segundo regula las modalidades de intercambio y el tercero, las relaciones financieras entre ambas empresas.

Las negociaciones de los contratos culminaron luego de una reunión realizada por los Presidentes y Directores de U.T.E., ELETROBRAS Y ELETROSUL en Río de Janeiro el 29 de noviembre de 1995.

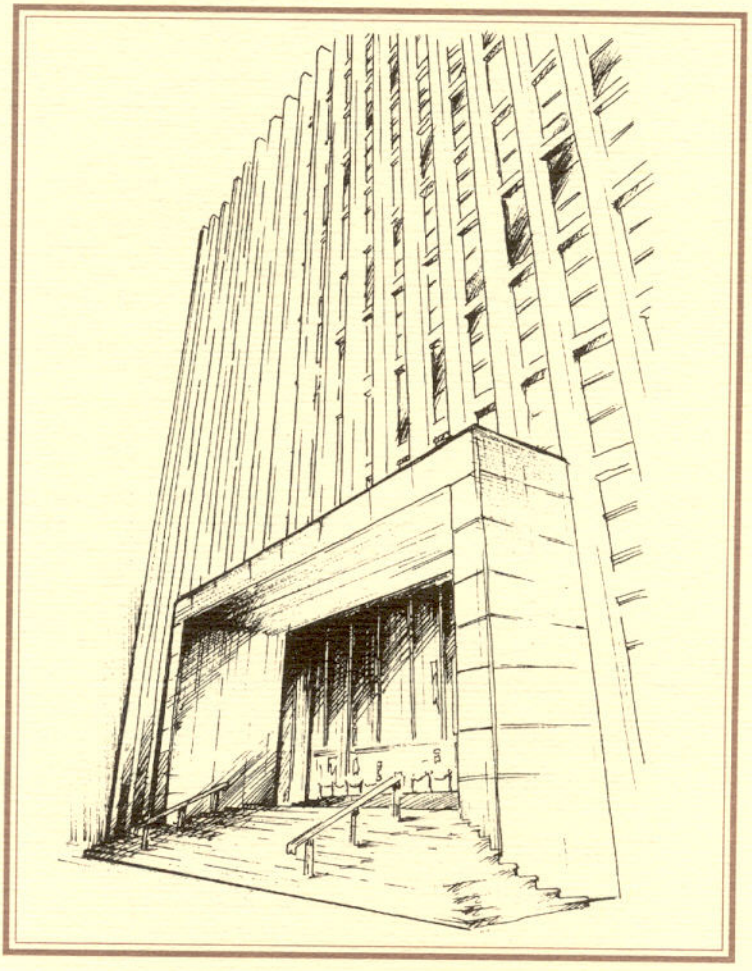
Asimismo, se prepararon los pliegos de condiciones para el llamado a licitación para la ejecución de las obras. La interconexión, que vincula por primera vez los Sistemas Eléctricos de los dos países, en 150 kV del lado uruguayo y en 230 kV del lado brasileño, tendrá una potencia de 70

MW e incluye una estación conversora de frecuencia 50/60 Hz. El costo de la inversión es del orden de 30 millones de dólares y cuenta con financiamiento del B.I.D. a U.T.E..

Interconexión Chuy - Chui

Como consecuencia de acuerdos entre U.T.E y la C.E.E.E. (Compañía Estadual de Energía Eléctrica, de Río Grande del Sur) negociados en una reunión realizada en Porto Alegre el 31 de agosto de 1995, se incrementó la potencia vendida a la empresa brasileña hasta 3,5 MW. Este suministro se cumple en 50 Hz., sin conversión de frecuencia.

Información Económica y Estados Contables



ESTADO DE SITUACION PATRIMONIAL AL 31 DE DICIEMBRE

	1994* $	1995* $	1994** MILES DE $	1995**
ACTIVO				
Activo no corriente				
Inmovilizado Material	23.695.199.619,75	32.459.297.607,77	30.268.248	32.459.298
Fondo de Depreciación	(11.914.715.280,13)	(15.836.989.356,27)	(15.219.857)	(15.836.989)
	11.780.484.339,62	16.622.308.251,50	15.048.391	16.622.309
Inmovilizado en Curso	1.718.764.360,93	1.485.930.094,59	2.195.550	1.485.930
Total Inmovilizado	13.499.248.700,55	18.108.238.346,09	17.243.941	18.108.239
Inversiones en Otras Empresas	31.940.855,54	128.840.640,69	40.801	128.841
Inventarios	56.081.952,14	62.781.477,19	71.639	62.781
Valores en Caución y en Consig.	1.535.361,07	1.450.443,27	1.961	1.450
Otros Créditos	1.287.157.462,08	1.434.909.435,90	1.644.215	1.434.909
Intereses Financ. a Devengar	(405.452.102,38)	(318.938.939,87)	(517.924)	(318.939)
Total Activo no Corriente	**14.470.512.229,00**	**19.417.281.403,27**	**18.484.633**	**19.417.281**
Activo Corriente				
Disponib. de Caja y Bancos	227.444.725,79	356.894.115,25	290.538	356.894
Inversiones Temporarias	24.247.086,63	242.347.063,86	30.973	242.347
Créditos por Ventas				
Energía Eléctrica	631.180.376,23	774.190.164,33	806.270	774.190
Previs. para Deud. Incobr.	(8.991.015,19)	(5.028.988,38)	(11.485)	(5.029)
Intereses a Devengar	(12.931.068,56)	(26.100.180,30)	(16.518)	(26.100)
Servicio de Consultoría	22.379.853,36	39.177.618,10	28.588	39.178
	631.638.145,84	782.238.613,75	806.855	782.239
Otros Créditos				
Divisas para compra de materiales	13.253.889,47	6.656.550,52	16.930	6.657
Diversos	133.150.264,72	233.291.494,58	170.086	233.291
Intereses Financ. a Devengar	(35.434.163,75)	(70.546.572,02)	(45.264)	(70.547)
Total Otros Créditos	110.969.990,44	169.401.473,08	141.752	169.401
Pagos Anticipados	426.782.390,61	643.287.696,02	548.887	643.288
Inventarios	551.740.056,85	587.854.920,67	704.793	587.855
Total Activo Corriente	**1.972.822.396,16**	**2.782.023.882,63**	**2.523.798**	**2.782.024**
Activo Transitorio				
Cargos Diferidos	63.445.052,70	97.737.019,71	124.668	97.737
TOTAL ACTIVO	**16.506.779.677,86**	**22.297.042.305,61**	**21.133.099**	**22.297.042**
Cuentas de Orden	1.087.641.537,76	1.227.544.102,62		

ESTADO DE SITUACION PATRIMONIAL AL 31 DE DICIEMBRE

	1994* $	1995* $	1994** MILES DE $	1995**
PATRIMONIO				
Capital	1.513.872.808,45	14.389.114.117,60	14.302.140	14.389.114
Reservas	12.930.518.250,71	359.824.000,00	214.639	359.824
Ajuste Patrim. por Inflación	(1.460.154.419,44)			
Resultados Acumulados	(4.666.357.064,38)	(1.083.480.982,38)	(1.978.979)	(1.083.481)
Resultado Ajuste por Inflación	1.460.154.419,44			
	9.778.033.994,78	**13.665.457.135,22**	**12.537.800**	**13.665.457**
PASIVO				
Pasivo no Corriente				
Deudas Financieras	7.551.984.119,79	8.412.994.830,69	9.646.905	8.412.995
Deudas Comerciales	66.124.043,34	36.711.672,20	84.467	36.712
Int. y Gastos a Vencer de Deudas Fin y Com.	(2.079.494.086,73)	(1.972.904.682,08)	(2.656.346)	(1.972.905)
Provisiones		71.441.389,62		71.441
Previsiones		10.002.212,36		10.002
Total Pasivo no Corriente	**5.538.614.076,40**	**6.558.245.422,79**	**7.075.026**	**6.558.245**
Pasivo Corriente				
Deudas Financieras	818.388.312,37	1.159.757.518,49	1.045.409	1.159.757
Deudas Comerciales	164.329.854,24	233.261.709,56	209.915	233.262
Int. y Gastos a Vencer de Deudas Fin. y Com.	(397.542.280,40)	(442.157.418,72)	(507.821)	(442.157)
	585.175.886,21	950.861.809,33	747.503	950.862
Otras Deudas	75.683.996,79	186.441.294,99	96.679	186.441
Provisiones	44.543.003,50	312.889.692,76	56.899	312.890
Previsiones	483.092.257,14	619.949.403,97	617.102	619.949
Anticipos de Clientes	1.636.463,04	3.197.546,55	2.090	3.198
Total Pasivo Corriente	**1.190.131.606,68**	**2.073.339.747,60**	**1.520.273**	**2.073.340**
TOTAL PASIVO	**6.728.745.683,08**	**8.631.585.170,39**	**8.595.299**	**8.631.585**
TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO	**16.506.779.677,86**	**22.297.042.305,61**	**21.133.099**	**22.297.042**
Cuentas de Orden	1.087.641.537,76	1.227.544.102,62		

* Saldos según libros
** Detalle de los saldos en moneda del 31/12/95.

ESTADO DE RESULTADOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE

	1994* $	1995* $	1994** MILES DE $	1995**
INGRESOS				
INGRESOS DE EXPLOTACION				
Venta de Energía Eléctrica	2.465.657.643,63	3.938.363.510,75	3.656.076	3.938.364
Otros Ingresos de Explotación	197.832.353,02	314.372.439,06	290.685	314.372
	2.663.489.996,65	4.252.735.949,81	3.946.761	4.252.736
INGRESOS AJENOS A LA EXPLOTACION	56.424.343,52	83.601.967,04	83.792	83.602
TRABAJOS PARA INMOVILIZADO	147.679.174,30	212.756.144,80	223.683	212.756
INGRESOS EXTRAORDINARIOS	17.219.990,03		22.646	
TOTAL INGRESOS	**2.884.813.504,50**	**4.549.094.061,65**	**4.276.882**	**4.549.094**
GASTOS				
Compra de Energía Eléctrica	248.326.669,77	293.151.873,55	413.930	293.152
Materiales Energéticos y Lubric.	23.922.150.58	118.225.249,53	37.724	118.225
Servicios y Otros Suministros	365.603.191,92	484.461.503,89	546.267	484.462
Gastos en Personal	858.280.417,47	1.618.993.957,30	1.295.249	1.618.994
Cargos Financieros Netos	1.445.609.326,08	453.332.048,39	572.039	453.332
Diversos	58.794.448,94	34.069.224,31	88.965	34.069
Amortizaciones	392.182.252,51	506.024.833,86	511.431	506.025
Dotación de Previsiones	510.826,36	5.296.953,65	989	5.297
TOTAL GASTOS	**3.393.229.283,63**	**3.513.555.644,48**	**3.466.594**	**3.513.556**
GASTOS EXTRAORDINARIOS	2.491.640,31	148.862,36	3.772	149
RESULTADO Ajuste por Inflación	1.460.154.419,44			
Ganancia (Pérdida) por Desvalorización Monetaria		322.245.082,72	406.052	322.245
IRIC (Previsión)	168.000.000,00	200.231.464,15	214.603	200.231
RESULTADO DEL EJERCICIO Ganancia (Pérdida)	**781.247.000,00**	**1.157.403.173,38**	**997.965**	**1.157.403**

* Saldos según libros
** Detalle de los Saldos en moneda del 31/12/95.

ESTADO DE RESULTADOS 1995 POR ACTIVIDAD

	($)	
INGRESOS DE EXPLOTACION		
Venta de Energía Eléctrica	3.938.363.510,75	
Otros Ingresos de Explotación	314.372.439,06	
Ingresos por TPI	212.756.144,80	
TOTAL INGRESOS DE EXPLOTACION		4.465.492.094,61
GASTOS DE EXPLOTACION OPERATIVOS		
Generación	240.921.303,03	
Trasmisión	83.814.145,79	
Distribución	365.493.820,67	
Compra de energía	293.151.873,55	
Depreciación	425.714.060,33	
TOTAL DE GASTOS DE EXPLOTACION OPERATIVOS		1.409.095.203,37
RESULTADO OPERATIVO		3.056.396.891,24
OTROS GASTOS DE EXPLOTACION		
Comerciales	508.674.766,52	
Consultoría Externa	28.168.009,61	
Adm. oper. y mant.	432.819.514,20	
Ser. Adm. de apoyo	766.746.820,10	
TOTAL OTROS GASTOS DE EXPLOTACION		1.736.409.110,43
Cargos financieros netos	453.332.048,39	453.332.048,39
RESULTADOS DE EXPLOTACION		**866.655.732,42**
INGRESOS AJENOS A LA EXPLOTACION	62.340.259,31	
GASTOS AJENOS A LA EXPLOTACION	93.689.038,71	
		(31.348.779,40)
GASTOS EXTRAORDINARIOS		148.862,36
R.D.M.		322.245.082,72
RESULTADO DEL EJERCICIO		**1.157.403.173,38**

ESTADO DE FUENTES Y USOS DE FONDOS
EJERCICIOS FINALIZADOS EL 31 DE DICIEMBRE

Cifras según libros, con la definición: Fondos = Capital de Trabajo

		1994 ($)	1995 ($)
I)	**CAPITAL DE TRABAJO AL INICIO DEL EJERCICIO**	**761.946.563,87**	**648.612.323,65**
II)	**FUENTES DE FONDOS**		
	Ganancia del Ejercicio	781.247.000,00	1.157.403.173,38
	Cargos a resultados que no afectan fondos		
	Pérdidas de cambio en pasivos a L.P.	1.095.813.868,69	1.042.473.786,92
	Ganancias de cambio en activos L.P.		(232.932.315,05)
	Depreciación	392.182.252,51	506.024.833,86
	Pérdida (Ganancia) del Parque de V.	(1.022.068,41)	(2.125.934,03)
	Incremento de previsión autoseguro	1.538.145,00	
	Ajustes de Ejercicios anteriores	25.387.437,70	81.055.763,28
	Resultado por ajuste por inflación		(1.657.971.606,55)
	Ajuste Rev. de Inventarios	41.477.059,92	95.795.780,36
	Ajuste Resultados Extraordinarios	(14.728.349,72)	132.490,55
*	FONDOS PROVENIENTES DE OPERACIONES	861.740.926,25	989.855.972,72
	Donación EXIMBANK	2.098.823,48	
	Indemnización Central Batlle	14.936.826,00	
	Otros Ing. Extraordinarios	184.340,55	
	Siniestro Central Batlle	(5.719,36)	
	Siniestro Palacio	(1.389.573,80)	
	Otros Gastos Extraordinarios	(1.096.347,15)	(132.490,55)
*	RESULTADOS EXTRAORDINARIOS	14.728.349,72	(132.490,55)
	Incremento de deuda a largo plazo	1.186.263.179,57	1.019.631.346,39
	Pérdidas de cambio	(1.174.035.068,69)	(1.096.847.918,24)
*	FONDOS OBTENIDOS POR ENDEUDAMIENTO A L.P.	12.228.110,88	(77.216.571,85)
*	CAPITALIZACIÓN DE RECURSOS	838.451.210,66	63.625.956,58
	TOTAL FUENTES DE FONDOS	1.727.148.597,51	976.132.866,90
III)	**USOS DE FONDOS**		
	Incremento en Activo Fijo	975.768.248,10	993.962.615,45
	Incremento en Inventarios	31.372.713,42	6.298.304,85
	Pérdidas de Cambio capitalizadas sobre pasivos a L.P.	(78.221.200,00)	(54.374.131,32)
*	INVERSIÓN EN ACTIVO FIJO E INVENTARIOS	928.919.761,52	945.886.788,98
*	INVERSIONES EN EL EXTERIOR	8.439.450,00	85.815.990,61
*	AUMENTO EN OTROS ACTIVOS NO CORRIENTES	903.123.626,21	17.737.515,41
	TOTAL USOS DE FONDOS	1.840.482.837,73	1.049.440.295,00
IV)	**VARIACION EN EL CAPITAL DE TRABAJO**	(113.334.240,22)	(73.307.428,10)
V)	**CAPITAL DE TRABAJO AL CIERRE DEL EJERCICIO**	**648.612.323,65**	**575.304.895,55**

ANALISIS DE LA VARIACION EN EL CAPITAL DE TRABAJO

Definiendo: Capital de Trabajo = Activo Corriente-Pasivo Corriente

	31 de diciembre		Cambios netos en el Capital de Trabajo	
	1995 $	1994 $	Aumentos $	Disminuciones $
Cuentas de Activo y Pasivo Corriente				
Cuentas de Activo Corriente				
Disponibilidades	599.241.179,11	251.691.812,42	347.549.366,69	
Créditos por Ventas	782.238.613,75	631.638.145,84	150.600.467,91	
Otros Créditos	812.383.170,75	537.752.381,05	274.630.789,70	
Inventarios	454.781.679,54	417.661.591,02	37.120.088,52	
	2.648.644.643,15	1.838.743.930,33		
Cuentas de Pasivo Corriente				
Deudas Comerciales	233.261.709,56	164.329.854,24		68.931.855,32
Deudas Financieras	1.159.757.518,49	818.388.312,37		341.369.206,12
Intereses a Vencer	(442.157.418,72)	(397.542.280,40)	44.615.138,32	
Deudas Diversas	1.122.477.938,27	604.955.720,47		517.522.217,80
	2.073.339.747,60	1.190.131.606,68	854.515.851,14	927.823.279,24
	(575.304.895,55)	(648.612.323,65)		
Variación del Capital de Trabajo				(73.307.428,10)
			854.515.851,14	**854.515.851,14**

NOTAS A LOS ESTADOS CONTABLES
31 DE DICIEMBRE DE 1995 Y 1994

Las presentes notas son parte integrante de los Estados Contables de la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas al 31 de diciembre de 1995.

La Ley Nº 4273 promulgada el 21 de octubre de 1912 creó la U.T.E., ente autónomo al cual se le concedió personería jurídica para cumplir su cometido específico, abarcando éste las etapas de: Generación, Trasmisión, Distribución y Comercialización de la Energía Eléctrica. Se le confirió el monopolio estatal del suministro eléctrico para todo el territorio nacional y se la amparó reconociéndole derechos y privilegios legales para facilitar su gestión y respaldar su autoridad.

Por Leyes Nos. 14.694 del 1/9/77, 15.031 del 4/7/80 y 16.211 del 1/10/91 la empresa deja de cumplir sus funciones específicas en régimen de monopolio y se le amplían sus posibilidades de actuación al campo de prestación de Servicios de Asesoramiento y Asistencia Técnica en las áreas de su especialidad y anexas, tanto en el territorio de la República como en el exterior.

Por el art. 265 de la Ley Nº 16.462 del 11 de Enero de 1994 se amplía su giro, facultándose su participación fuera de fronteras en las diversas etapas de la generación, transformación, trasmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica, directamente o asociada con empresas públicas o privadas, nacionales o extranjeras. Dicha participación estará supeditada a la previa autorización del Poder Ejecutivo.

En la actualidad la empresa cuenta con una potencia instalada de generación de 2108 MW, habiendo sido la carga máxima requerida al sistema en el Ejercicio 1995 de 1204 MW. Este potencial se integra a partir de Centrales Hidroeléctricas y Térmicas que fueron incorporándose en función de las necesidades de crecimiento.

La fecha de su balance es el 31 de Diciembre.

■ NOTA 1. RESUMEN DE LAS PRINCIPALES POLITICAS CONTABLES

a. BASES CONTABLES

Los estados contables según libros, expresados en las dos primeras columnas, fueron elaborados en base a una metodología de Ajuste Integral por Inflación indicada en la Nota 12. El ejercicio 1994 se presenta incluyendo un "ajuste global", mientras que el ejercicio 1995 incluye el registro detallado del ajuste resultante de la metodología anteriormente mencionada. En el Anexo a la Nota 1 a., se efectúa la cuantificación del cambio en la registración del Ajuste por Inflación.
En las dos últimas columnas, se presenta la información de los mismos ejercicios, ambos expresados en moneda del 31/12/95, a los efectos de su comparación en una única unidad de medida.

b. SALDOS EN MONEDA EXTRANJERA

Los activos y pasivos en moneda extranjera, arbitrados a dólares estadounidenses (Nota 2) fueron convertidos a moneda nacional sustancialmente a los tipos de cambio de cierre de ejercicio (vendedor $ 7,113 por dólar en 1995 y vendedor $ 5,615 por dólar en 1994).
Las diferencias de cambio por ajuste de saldos en moneda extranjera se imputan al rubro Cargos Financieros Netos del Estado de Resultados, salvo las originadas por pasivos contraídos para el financiamiento de obras y suministros, que se cargan al costo de los respectivos bienes hasta su puesta en funcionamiento o recepción, respectivamente.

c. INMOVILIZADO

Los bienes del Inmovilizado Material se contabilizan a valores revaluados, siguiendo el criterio expuesto en Nota 3.1. Las adquisiciones del ejercicio se contabilizan a su costo de compra.
El Inmovilizado en Curso se contabiliza a su valor de costo, revaluándose al año siguiente de acuerdo con

los criterios indicados en la Nota 3.1., salvo los Trabajos para Inmovilizado en Curso, que se actualizan con el Indice Medio de Salarios.
Las depreciaciones se calculan linealmente a partir del ejercicio siguiente al de su incorporación, sobre los valores de cierre, en base a períodos de vida útil técnicamente estimados de los bienes, considerando sus respectivos valores residuales.
El Costo de Mantenimiento y Reparaciones se carga a resultados, y el costo de las reformas y mejoras de importancia se incorpora a los respectivos rubros del Inmovilizado.
A partir de 1990 los gastos relacionados con la actividad de inversión son cargados a las cuentas de Inmovilizado en Curso mediante la aplicación de la Metodología de Activación de Gastos. La misma efectúa el reparto de los Trabajos para el Inmovilizado entre las distintas Carpetas de Inversión, las que posteriormente son traspasadas (en el caso de estar terminadas), al Inmovilizado Material. Como resultado de la aplicación de esta Metodología, en el presente ejercicio, se ha producido la activación de miles de $ 193.960 a valores históricos.
Los bienes retirados de servicio se transfieren sustancialmente a Inventarios a su valor neto contable, dando de baja las respectivas cuentas de costo revaluado y depreciación acumulada.

d. INVERSIONES EN OTRAS EMPRESAS

Comprende:

1) Inversión de UTE en el Parque de Vacaciones por miles de $ 34.585. No se realizó en el presente ejercicio la registración de la variación patrimonial del Parque de Vacaciones correspondiente a UTE del ejercicio 1995, debido al desfasaje existente en la contabilidad del Parque, habiéndose registrado la referente al año 1994.

2) Inversión en Central Neuquén S.A. de la República Argentina, por miles de $ 10.670, correspondientes a 1.500.000 acciones cuyo valor nominal es de un peso argentino cada una.
El 22/9/95 por una asamblea extraordinaria, los accionistas de Central Neuquén S.A. aprobaron la fusión por absorción con la empresa Central Puerto S.A., que actuará como incorporante. De los balances de ambas sociedades se determinó que cada acción de la sociedad incorporada se intercambiaría por 0,3749 acciones de la incorporante. En base a esto, UTE como accionista de la primera, por un total de 1.500.000 acciones, quedaría con un total de 562.322 acciones clase B de Central Puerto S.A..
Al cierre del ejercicio resta aún la aprobación de los trámites de fusión por parte de la Comisión Nacional de Valores (de Argentina).

3) Inversión en Hidroeléctrica del Sur S.A. de la República Argentina, por miles de $ 14.905, correspondientes a 2.095.467 acciones cuyo valor nominal es de un peso argentino cada una.

4) Inversión en Central Hidroneuquén S.A. de la República Argentina, por miles de $ 68.681, correspondientes a 9.639.675 acciones cuyo valor nominal es de un peso argentino cada una, las que se adquirieron a un valor de U$S 9.655.684,50.

e. INVENTARIOS

Se incluye en el capítulo de Materiales y Suministros en Depósitos, el stock de combustibles para Equipos de Transporte por miles de $ 104, que están en los depósitos de la Sub–Gerencia de Transporte pero que no están dentro del Sistema de Gestión de Abastecimientos; así como los materiales incluidos en el Sistema de Gestión de Mantenimiento perteneciente al Area de Generación, que ascienden a miles de $1.278.
Los Materiales y Suministros en Depósitos (miles de $ 574.389 en 1995 y miles de $ 537.979 en 1994) se valúan siguiendo el criterio LIFO.
El revalúo se realizó en forma mensual sobre los valores de última compra, como forma de mantener actualizados los precios de los distintos artículos que componen el stock de materiales de la empresa. Los coeficientes de revaluación utilizados se diferenciaron de acuerdo con el tipo de materiales:

* Transformadores
* Medidores
* Cables
* Resto de los artículos

La revaluación implicó un incremento patrimonial del orden de miles de $ 117.366, contabilizados en la Reserva por Mayor Valor por Actualización de Materiales y Suministros y en la correspondiente a la cuenta Reserva Mayor Valor por Actualización Materiales S.G.M..
Los Materiales Energéticos en centrales comprenden los combustibles propiedad de UTE para consumo interno y para exportación que al 31/12/95 ascienden a miles de $ 11.384, y cuya revaluación produjo un incremento patrimonial de miles de $ 2.758.
Dentro de Materiales y Suministros en Tránsito (miles de $ 62.958 en 1995 y miles de $ 54.653 en 1994) se encuentran los bienes en trámite de importación por miles de $ 58.979. Dichos bienes se valúan a su costo de adquisición en moneda extranjera al tipo de cambio de cierre más los gastos de importación.
Los Materiales en Reserva para Autoseguro se valúan a su costo de adquisición, revaluándose al año siguiente de acuerdo a la variación experimentada por el tipo de cambio del dólar al cierre de cada ejercicio.

f. CARGOS DIFERIDOS

Los Gastos de Organización y Asistencia Técnica se amortizan linealmente al veinte por ciento anual.

g. PREVISION PARA DEUDORES INCOBRABLES

En este ejercicio se previsionó con cargo a resultados el importe obtenido de considerar determinados deudores incluidos en los Estados: "Deudores en Gestión", "Deudores en Gestión Judicial", "Deudores de Dudoso Cobro", "Deudores con Trámite de Baja" e "Incobrables a Aprobar", del Sistema de Gestión Comercial, dentro de los cuales se clasificaron aquéllos con adeudos vencidos por un plazo mayor de 30 meses.
Estos estados mencionados se representan contablemente en las cuentas contables "Deudores morosos sin contrato vigente" y "Particulares morosos en gestión judicial".
De esta forma se obtuvo un monto total de la Previsión de $ 5.028.988,38. Hasta el ejercicio anterior, se venía aplicando otra metodología de cálculo, la que de haberse usado en esta oportunidad habría determinado un monto de $ 11.049.990,00.

h. POLITICA DE SEGUROS

Los seguros externos contratados cubren los riesgos sobre inmovilizado e inventarios, con excepción de torres de líneas de trasmisión y subestaciones de trasmisión de tensiones superiores a 66 kV. Para estos activos se constituyó con cargo a resultados durante el período 1980/1985, una previsión de autoseguro calculada en función del costo estimado de los bienes que el Organismo considera sujetos a riesgo máximo en caso de siniestro.
En el ejercicio 1990 se contabilizó una ampliación de dicho Fondo por la suma de U$S 210.000,00 en virtud de las variaciones de precios de los equipos sujetos a riesgo, quedando el Fondo en la suma de U$S 1.285.000.
En el presente ejercicio el Area de Explotación Industrial, considerando la reducción de precios y la modificación en la composición de los elementos de reserva, estimó que el mismo debería situarse en el entorno de los U$S 900.000.
En función del criterio de prudencia se optó por mantener el monto en Pesos Uruguayos al cierre del ejercicio 1994, que asciende a miles de $ 7.215.

i. INTERESES SOBRE DEUDAS

Los intereses devengados por préstamos que financian obras de inmovilizado o importación de materiales para las mismas, se cargan al costo de los respectivos bienes hasta la finalización y puesta en funcionamiento de las obras. Los intereses devengados posteriormente se cargan a los resultados del ejercicio en que se devengan.

j. BENEFICIOS PREVISIONALES

No existen planes de retiro o jubilación privativos al organismo; su personal está cubierto por los planes previsionales gubernamentales, más una cobertura adicional privada, financiada por los propios funcionarios.
Los beneficios previsionales y los aportes a los institutos de previsión social se reconocen en general sobre la base de lo devengado. (Ver Nota 16).

Anexo a NOTA 1.a.

Cuantificación del cambio de criterio en la Contabilización del Ajuste por Inflación. Estado de Situación Patrimonial al 31/12/95.

	Saldos según Libros	Montos s/ Ajuste Global	Diferencia
ACTIVO			
Pagos Anticipados	643.287.696,02	642.981.697,67	305.998,35
Cargos Diferidos	97.737.019,71	60.705.961,61	37.031.058,10
Variación Total en el Activo			37.337.056,45
PATRIMONIO			
Capital	14.389.114.117,60	1.577.498.765,03	12.811.615.352,57
Reservas	359.824.000,00	15.892.733.086,57	(15.532.909.086,57)
Ajuste Patrim. por Inflación		(1.657.971.606,55)	1.657.971.606,55
Resultados Acumulados	(1.083.480.982,38)	(3.842.111.772,83)	2.758.630.790,45
Resultado Ajuste por Inflación		1.657.971.606,55	(1.657.971.606,55)
Variación Total en el Patrimonio			37.337.056,45
Estado de Resultados por el Ejercicio finalizado el 31/12/95.			
INGRESOS DE EXPLOTACION			
Venta de Energía Eléctrica	3.938.363.510,75	3.599.190.640,03	339.172.870,72
Otros Ingresos de Explotación	314.372.439,06	288.093.516,08	26.278.922,98
INGRESOS AJENOS A LA EXP.	83.601.967,04	77.865.474,96	5.736.492,08
TRABAJOS PARA INMOVILIZADO	212.756.144,80	193.959.675,17	18.796.469,63
TOTAL INGRESOS	4.549.094.061,65	4.159.109.306,24	389.984.755,41
GASTOS			
Compra de Energía Eléctrica	293.151.873,55	265.806.274,54	27.345.599,01
Materiales Energéticos y Lub.	118.225.249,53	107.330.824,16	10.894.425,37
Servicios y Otros Suministros	484.461.503,89	446.521.764,80	37.939.739,09
Gastos en Personal	1.618.993.957,30	1.499.798.486,92	119.195.470,38
Cargos Financieros Netos	453.332.048,39	1.578.725.908,26	(1.125.393.859,87)
Diversos	34.069.224,31	29.823.663,93	4.245.560,38
Amortizaciones	506.024.833,86	538.188.212,44	(32.163.378,58)
Dotación de Previsiones	5.296.953,65	5.018.848,81	278.104,84
TOTAL GASTOS	3.513.555.644,48	4.471.213.983,86	(957.658.339,38)
GASTOS EXTRAORDINARIOS	148.862,36	132.490,55	16.371,81
Resultado Aj. por Inflación		1.657.971.606,55	(1.657.971.606,55)
Ganancia (Pérdida) por Desvalorización Monetaria	322.245.082,72		322.245.082,72
I.R.I.C. (Previsión)	200.231.464,15	188.331.265,00	11.900.199,15
Resultado del Ejercicio, Ganancia (Pérdida)	**1.157.403.173,38**	**1.157.403.173,38**	**0,00**

■ NOTA 2. SALDOS EN MONEDA EXTRANJERA

Los activos y pasivos en moneda extranjera al cierre del ejercicio, arbitrados a dólares estadounidenses, son los siguientes:

	1995	1994
ACTIVO	**Miles de U$S**	**Miles de U$S**
Activo Corriente		
Disponibilidades	34.472	31.134
Inversiones	32.594	2.112
Créditos p. Ventas	6.494	6.099
Otros Créditos *	31.228	43.185
Total Activo Corriente	104.788	82.531
Activo No Corriente		
Inversiones	13.251	1.503
Otros Créditos	150.143	157.027
Total Activo No Corriente	163.394	158.530
Total Activo	**268.182**	**241.060**
PASIVO		
Pasivo Corriente		
Deudas		
Comerciales	14.476	7.812
Financieras	163.054	145.781
Diversas	6.345	6.161
Intereses a Vencer	(61.781)	(70.799)
Total Pasivo Corriente	122.094	88.955
Pasivo no Corriente		
Deudas		
Comerciales	1.267	2.216
Financieras	1.182.785	1.344.946
Intereses a vencer	(277.279)	(370.343)
Total Pasivo no Corriente	906.773	976.819
Total Pasivo	**1.028.867**	**1.065.775**
Posición Neta Pasiva	**760.685**	**824.714**

* Incluye Pagos Anticipados en Moneda Extranjera.

■ NOTA 3. INMOVILIZADO

3.1. VALUACION DE LOS BIENES DEL INMOVILIZADO

De acuerdo con lo dispuesto por la resolución del Poder Ejecutivo de fecha 2 de junio de 1982, los bienes del inmovilizado y sus correspondientes depreciaciones acumuladas fueron revaluados al 31 de diciembre de 1995 y 1994 en base a coeficientes aplicados sobre los valores revaluados de cierre del ejercicio anterior. Dichos coeficientes fueron determinados en función de los siguientes criterios:

a) terrenos, edificios, estructuras, embalses, represas, canales, caminos y puentes: coeficientes de variación en el índice general del costo de la construcción del Instituto Nacional de Estadística;

b) turbinas, generadores, equipos, medios de transporte, torres, líneas de trasmisión y distribución, transformadores, subestaciones y herramientas: coeficientes resultantes del producto del coeficiente de aumento en la cotización del dólar estadounidense por el coeficiente de variación del índice de precios para bienes y equipos en Estados Unidos de Norteamérica;

c) mobiliarios, equipos de oficina e instalaciones: coeficientes equivalentes al promedio aritmético entre el coeficiente de aumento en el índice general de precios al por mayor del Banco Central del Uruguay, y el coeficiente indicado en el inciso b) precedente.

Las revaluaciones del activo fijo significaron un incremento patrimonial neto de miles de $ 3.771.694 (1994 miles de $ 3.093.257) llevado a la respectiva cuenta patrimonial de Reserva por Mayor Valor Activo Fijo.

La amortización del ejercicio correspondiente al Inmovilizado Material que se incluye en el Estado de Resultados, asciende a miles de $ 461.590 (en 1994 correspondió a miles de $ 376.517).

3.2. COMPOSICION DEL INMOVILIZADO AL 31 DE DICIEMBRE

	1995			1994
	Costo Revaluado $	Depreciación Acumulada $	Valor Neto $	Valor Neto $
INMOVILIZADO MATERIAL				
Bienes de uso general	3.659.107.429	2.092.571.988	1.566.535.441	1.054.059.466
Centrales Térmicas	3.700.562.438	2.053.589.888	1.646.972.550	1.168.588.921
Centrales Hidráulicas	11.207.148.274	3.586.414.188	7.620.734.086	5.676.207.038
Otra Generación	214.987.908	183.845.555	31.142.353	23.882.957
Trasmisión	5.367.096.661	2.571.377.628	2.795.719.033	1.982.340.500
Distribución	8.051.899.016	5.291.892.278	2.760.006.738	1.742.696.804
Otras Instalaciones Eléctricas	258.495.882	57.297.831	201.198.051	132.708.654
	32.459.297.608	15.836.989.356	16.622.308.252	11.780.484.340
INMOVILIZADO EN CURSO	1.485.930.095		1.485.930.095	1.718.764.361
	33.945.227.703	**15.836.989.356**	**18.108.238.347**	**13.499.248.701**

■ NOTA 4 PATRIMONIO

4.1. MOVIMIENTOS REGISTRADOS DURANTE 1994 Y 1995 EN LAS CUENTAS DEL PATRIMONIO
AJUSTES AL PATRIMONIO

	Capital	Servicio de deuda a cargo del Estado	Corrección por Inflación	Reserva mayor valor Parque de Vacaciones	Reserva mayor valor activo fijo	Reserva mayor valor obras en curso	Reserva mayor valor materiales y suministros	Reserva mayor valor activo fijo autoasegurado	Fondo de autoseguro	Ajuste Patrimonial por Inflación	Reserva Exon. Art. 25 T4 TO 1991	Corrección por Inflación	Result. Acum. (Pérdidas) Ganancias	Resultado Patrimonial por Inflación	Corrección por Inflación	Total del Patrimonio
Saldos al 31.12.93	673.350.687	2.070.911		14.568.447	8.570.929.461	369.380.801	550.345.151	1.173.663	5.677.130				(4.012.837.082)			6.174.659.169
Capitalización de recursos según decreto 535/93	117.043.480															117.043.480
Capitalización de FEN-TGN	721.407.731															721.407.731
Ajuste de Mat. y Suministros							(61.913.805)									(61.913.805)
Result. ejercicios anteriores													25.387.438			25.387.438
Ajuste Patrim. por Inflación										(1.460.154.419)						(1.460.154.419)
Revaluaciones				6.356.670	3.093.256.653	261.463.274	117.422.063	320.596	1.538.145							3.480.357.401
Resultado del ejercicio													(678.907.419)			(678.907.419)
Result. Ajuste por Inflación														1.460.154.419		1.460.154.419
Saldos al 31.12.94	1.511.801.898	2.070.911		20.925.117	11.664.186.114	630.844.075	605.853.409	1.494.259	7.215.275	(1.460.154.419)			(4.666.357.063)	1.460.154.419		9.778.033.995
Capitalización de recursos según decreto 482/95	58.998.089															58.998.089
Capitalización de FEN-ANCAP	4.627.867															4.627.867
Exoneración Fiscal											216.396.458					216.396.458
Ajuste de Mat. y Suministros							(22.575.630)									(22.575.630)
Result. ejercicios anteriores													81.055.763			81.055.763
Ajuste Patrim. por Inflación														(1.460.154.419)		(1.460.154.419)
Revaluaciones				8.957.861	3.771.694.398	330.128.764	117.366.186	401.220								4.228.548.428
Resultado del ejercicio													1.157.403.173			1.157.403.173
Resul. Ac. Ajuste p/Inflación													1.243.757.961			1.243.757.961
Corrección por Inflación			12.811.615.353									(15.532.909.087)			1.100.659.184	(1.620.634.551)
Saldos al 31.12.95	1.575.427.854	2.070.911	12.811.615.353	29.882.978	15.435.880.512	960.972.839	700.643.965	1.895.479	7.215.275	(1.460.154.419)	216.396.458	(15.532.909.087)	(2.184.140.167)		1.100.659.184	13.665.457.135

4.2. CAPITALIZACIONES DEL EJERCICIO

El Decreto 482/95 del 29 de diciembre de 1995, que aprobó el Presupuesto Operativo, de Inversiones y de Operaciones Financieras de UTE del ejercicio 1995, permitió la capitalización de recursos por miles de $ 58.998 (en 1994 miles de $ 117.043 según Decreto 535/93). Esto corresponde al 50% del Impuesto Específico Interno (IMESI) facturado por el Organismo en el período comprendido entre el 1/1/95 y el 30/4/95.
A partir del 1/5/95 y como consecuencia de la Ley Nº 16.697, de "Reordenamiento financiero y mejora de la competitividad", del 25/4/95 y del Decreto 158/95 del 28/4/95, UTE pasó a ser contribuyente del Impuesto al Valor Agregado, a la vez que se fijó en 0% la tasa del IMESI que gravaba la enajenación de energía eléctrica. Este hecho significó que, para la empresa, el IVA dejara de ser un costo de sus operaciones al poder descontar el impuesto incluido en las compras, del impuesto recaudado por las ventas. Por otro lado se dejó de percibir el 50% del IMESI. Asimismo, se redujo la tarifa de la categoría Residencial, a fin de que el cambio en los impuestos no perjudicara a este tipo de clientes.
Se realizó la capitalización del IMESI vertido por ANCAP por miles de $ 4.628.

4.3. COMPOSICION DE LOS AJUSTES A RESULTADOS DE EJERCICIOS ANTERIORES:

- Ajuste facturas por servicio de consultoría año 1994	1.608.325,18
- Ajuste gastos telefónicos año 1994 por diferencia entre real y estimado	(1.033.948,00)
- Ajuste de inversión Pcio. de la Luz piso 11, por siniestro 13/8/93	2.598.071,96
- Importes no reconocidos de compra de energía a Argentina año 1993 (enero y setiembre)	1.087.439,81
- Diferencia entre la facturación real y estimada de compra de energía CTM año 1994 (noviembre y diciembre)	856.369,46
- Refacturación de energía de CTM por ajuste de tarifa binómica del ejercicio 1993	(8.759.311,87)
- Ajuste previsión IRIC año 1994	33.124.730,00
- Ajuste intereses intercalarios CTR	16.726.394,99
- Porcentaje del resultado Parque de Vacaciones año 1994 corresp. a UTE	(2.125.934,03)
- Licencias no gozadas año 1993 y 1994	14.173.195,84
- Ajustes varios, años 1991 a 1994	3.304.081,76
- Franqueos pendientes	26.663.398,15
- Haberes no cobrados año 1993	(642.308,23)
- Convenio BPS - aportes patr. y pers. a Caja Civil desde 1990 hasta 8/94	9.438.440,74
- Ajuste inversiones Centrales Térmicas año 1994	(1.038.283,43)
- Multas y recargos IVA Consultores	(177.036.425,61)
TOTAL	**(81.055.763,28)**

■ NOTA 5. DEUDAS FINANCIERAS

5.1. COMPOSICION

DEUDAS FINANCIERAS. Evolución Comparativa de los ejercicios 1994 y 1995

	1995			1994
DEUDA EXTERNA	Corriente $	No corriente $	Total $	Total $
Obligaciones contraídas por:				
- Comisión Mixta del Palmar (COMIPAL)	180.262.579	2.457.468.177	2.637.730.756	2.219.290.315
- Comisión Técnica Mixta de Salto Grande	242.457.980	2.829.452.035	3.071.910.015	2.516.907.814
BIRF - Préstamo 3221 - UR	50.110.031	229.951.626	280.061.657	228.776.924
BIRF - Préstamo 2484 - UR	3.731.385	5.936.294	9.667.679	10.227.634
Préstamo Francés	3.207.171	79.373.991	82.581.162	53.806.349
Préstamo Japonés	2.389.759	5.738.688	8.128.447	
BIRF - Préstamo 2622 - UR	97.945.502	124.436.694	222.382.196	171.009.426
BIRF - Préstamo 712- UR				12.409.024
BID - Préstamo 379/OC - UR	18.056.813	81.255.657	99.312.470	93.629.215
Refinanciación 85-91 UTE		129.871.197	129.871.197	102.520.283
PEFCO	24.792.040	136.356.221	161.148.261	147.082.013
Prest. Int. a Desembolsar	23.750.328		23.750.328	2.113.460
Intereses	469.717.771	2.107.352.316	2.577.070.087	2.607.648.376
Total de la Deuda Externa	1.116.421.359	8.187.192.896	9.303.614.255	8.165.420.833
DEUDA INTERNA				
- Prest. promocional BROU	1.112.600	123.364.900	124.477.500	87.759.348
- Obligaciones emitidas	23.710.000	47.420.000	71.130.000	56.150.000
- Otros	4.193.702		4.193.702	2.346.239
Intereses	14.319.857	55.017.035	69.336.892	58.696.012
Total de la Deuda Interna	43.336.159	225.801.935	269.138.094	204.951.599
Total Deudas Financieras	**1.159.757.518**	**8.412.994.831**	**9.572.752.349**	**8.370.372.432**

a) OBLIGACIONES CONTRAIDAS POR LA COMISION MIXTA DEL PALMAR (COMIPAL)

Préstamos contraídos para la construcción de la Central Constitución (PALMAR) - incorporada a UTE el 1º de enero de 1983 - de acuerdo con el convenio de fecha 8 de noviembre de 1983 entre la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) y la Comisión Mixta del Palmar (COMIPAL), aprobado por el Poder Ejecutivo el 30 de mayo de 1984.

Dicho convenio fue ratificado en forma definitiva por la Ley Nº 15.700 (vigente a partir del 1º de enero de 1985), la cual suprime la Comisión Mixta del Palmar e instituye a UTE como sucesora de la misma.

Estas obligaciones contraídas por COMIPAL, se componen de:

- Saldos de los convenios de créditos recíprocos Brasil/Uruguay por U$S 30,9 millones.

- Préstamos contraídos por U$S 340 millones con Bancos Internacionales, que fueron refinanciados por el Banco Central del Uruguay con fecha 31/1/91 dentro del acuerdo general de refinanciación de la Deuda Externa uruguaya, habiendo UTE acordado con el BCU las siguientes condiciones: LIBOR más 7/8 por ciento con amortizaciones semestrales desde febrero de 1998 hasta febrero de 2007.

b) OBLIGACIONES CONTRAIDAS POR LA COMISION TECNICA MIXTA DE SALTO GRANDE

- Porción a cargo de UTE del saldo de varios préstamos contraídos en diversas monedas con el BID, para financiar las obras de trasmisión no comunes de Salto Grande, incorporadas al patrimonio del organismo el 1º de enero de 1981 por U$S 1,4 millones.

- En base a lo acordado entre la República Argentina y la República Oriental del Uruguay, recogido en Notas Reversales cursadas entre ambos gobiernos el 2 de abril de 1993 y el 3 de junio de 1994, UTE obtuvo la posibilidad de refinanciar las deudas que tenía con la Comisión Técnica Mixta de Salto Grande por concepto de:

  Compra de Energía

  Deuda por Transferencia de Activos amortizada por la CTM

Posteriormente y en base a las negociaciones realizadas entre ambos gobiernos, se acordó extender en iguales condiciones la refinanciación para las deudas generadas hasta el 31 de diciembre de 1993, así como la correspondiente a obras financiadas por el Club de París.

El monto de la deuda al 31/12/95, según Título Ejecutivo firmado el 3/6/94, asciende a U$S 340 millones y las condiciones de refinanciación son las siguientes:

- Plazo de gracia hasta el 1/7/95.
- Período de amortización mensual de 10 años (0,6 % los primeros 40 meses, 0,9 % los siguientes 40 meses y 1 % los últimos 40 meses).
- Tasa de interés Libor más 13/16.
  Intereses pagaderos semestralmente a partir del 1/7/94.
- Asimismo, por Notas Reversales del 3/6/94 UTE asumió la deuda que la CTM mantenía con el BCU cuyo monto asciende a la suma de U$S 57,7 millones, totalizando la deuda ante dicho organismo en U$S 82.2 millones.

c) BANCO INTERNACIONAL DE RECONSTRUCCION Y FOMENTO (BIRF)

- Préstamo 3221-UR contratado en 1990 por U$S 62,5 millones para el financiamiento del 7mo proyecto UTE-BIRF para el período 1990-1997, con amortización semestral e interés variable superior al 0,5% del costo de los empréstitos calificados del BIRF, con último vencimiento el 1º de junio de 2005.

- Préstamo 2484-UR contratado en 1985 para financiar el proyecto de ingeniería del sector por U$S 4 millones con amortización semestral e interés variable, superior en 0,5% al resto de los empréstitos del BIRF, y con último vencimiento el 1º de mayo de 1998. Este préstamo ha sido utilizado en su totalidad.

- Préstamo 2622-UR por U$S 45,2 millones contratado en marzo de 1987 para financiar el proyecto de rehabilitación de la Central Hidroeléctrica Gabriel Terra con amortización semestral e interés variable superior en 0,5 por ciento al costo de los empréstitos del BIRF, con último vencimiento el 15 de setiembre del 2000.

- Préstamo 712-UR suscrito en 1970 por U$S 18 millones con amortización semestral con último vencimiento en 1995 e interés al 7,25 por ciento anual. El mismo ha sido utilizado en su totalidad.

d) BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO (BID 379/OC UR)

Este préstamo suscrito el 19 de enero de 1981, financió parcialmente la ampliación de los sistemas de trasmisión y distribución de energía eléctrica.

Culminaron en 1988 los desembolsos en diversas monedas recibidos a cuenta de dicho préstamo por U$S 25 millones, con amortización semestral entre 1985 y 2001 e interés del 8,25 por ciento anual.

e) REFINANCIACION UTE 91

Comprende la refinanciación de los préstamos originarios del Bank of America por U$S 16 millones suscrito en 1980 con interés anual variable de la Libor más 7/8 por ciento hasta Libor más 1 1/8 y amortizaciones semestrales con último vencimiento 1990, y del Banco Real contratado para la adquisición de vehículos.

f) EXIMBANK-PEFCO

- Préstamo contratado en 1990 por U$S 55,27 millones que integra el cofinanciamiento del 7mo Proyecto UTE-BIRF (Proyecto de Modernización), destinado a la construcción llave en mano de la Central Térmica de Respaldo. El 35% corresponde al EXIMBANK y es de carácter no reembolsable, mientras que las condiciones correspondientes al PEFCO (65% del préstamo total) prevén una amortización en 20 cuotas semestrales iguales a partir del 15 de agosto de 1992 y una tasa de interés fija de 9,67%.

g) PRESTAMO FRANCES

- Protocolo financiero franco-uruguayo del 18/12/90 para financiar la compra en Francia de bienes y servicios franceses para la ejecución del contrato de renovación de la Central Hidráulica "Gabriel Terra".

- Préstamo del Tesoro francés por FF 43:200.000 con amortización semestral e interés del 2 % anual y con último vencimiento el 30/3/2022.

- Crédito privado por FF 36:800.000 dividido en cuatro porciones que corresponden a 4 obras, con amortización semestral, siendo la última el 14/12/2007 y una tasa de interés variable de la Pibor para 6 meses s/FF más 1% al año, durante el período previo y del 10,46% fijo durante el período de reembolso.

h) COFINANCIAMIENTO

- Cofinanciamiento del Préstamo IB 2622 según acuerdo IV con el Banco Central del Uruguay por U$S 34.687.500, con amortizaciones trimestrales, siendo la última el 1/10/98.

i) PRESTAMO BANCO REPUBLICA ORIENTAL DEL URUGUAY

Con fecha 22 de octubre de 1992 el Banco de la República Oriental del Uruguay concedió a UTE un préstamo promocional por hasta U$S 17,5 millones a los efectos de financiar la adquisición e instalación de cables subterráneos de 150 kV y cables de fibra óptica a la firma húngara Transelektro.

Dicho préstamo se perfeccionó el 10 de febrero de 1993 al haber otorgado el Ministerio de Economía y Finanzas la garantía del Estado necesaria a tales efectos.

- Plazo de pago 12 años con un período de gracia de 3 años, con pago trimestral de los ingresos por colocaciones generados.

- amortizaciones:
  a) 50 % en 24 cuotas trimestrales iguales y consecutivas con más los ingresos por colocaciones generados, venciendo la primera a los 90 días de vencido el período de gracia.

  b) 50 % en 12 cuotas trimestrales iguales y consecutivas con más los ingresos por colocaciones generados, venciendo la primera a los 90 días a partir del último pago que se dispone para el primer 50 %.

- ingresos por colocación: se aplicará la tasa LIBOR más 1 3/4 puntos, para operaciones a 6 meses de plazo correspondientes al día hábil anterior a la fecha de la documentación de cada utilización.

- comisión de compromiso: se abonará 0,50 % anual sobre saldos no desembolsados pagaderos conjuntamente con los ingresos por colocación.

- documentación: se documentará en vales a seis meses de plazo, redocumentándose por igual período hasta cumplirse el plazo total.

j) PRESTAMO JAPONES (O.E.C.F.)

- Préstamo suscrito el 30 de octubre de 1992 con el Estado, representado por la Oficina de Planeamiento y Presupuesto (O.P.P.), en ejecución de los fondos provenientes del Fondo de Cooperación Económica a Ultramar de Japón (O.E.C.F.), por yenes japoneses 1.285.000.000, para financiar obras de electrificación rural (construcción y expansión del sistema de trasmisión, sistema de subtrasmisión y red de distribución).

k) OBLIGACIONES EMITIDAS

Por Decreto 428/994 del 21 de setiembre de 1994 se autorizó a UTE la primera emisión de Obligaciones Negociables en dólares estadounidenses.

Con fecha 21 de octubre de 1994 se realizó la emisión de la 1ª serie por un monto de U$S 10.000.000 siendo colocadas por intermedio del Banco Central del Uruguay en la Bolsa de Valores de Montevideo.

Las condiciones de las mismas son:

- Plazo: 3 años.
- Amortización: anual, voluntaria y a la par hasta un monto de 1/3 del total emitido.
- Interés: Libor a 6 meses más 1,5% anual, ajustado y pagadero semestralmente a partir del 21 de abril y 21 de octubre de cada año, según el cierre de operaciones del Banco Central al último día hábil anterior al de comienzo de cada período de renta.
- Bonificación: 1% sobre el valor nominal hasta el 21 de octubre de 1994 inclusive.
- Comisión: 1% sobre el valor nominal a instituciones que intervienen en la colocación.

■ NOTA 6. CARGOS FINANCIEROS NETOS

La composición del rubro cargos financieros netos del Estado de Resultados es la siguiente:

	1994 ($)	1995 ($)
Ingresos por Intereses	75.362.722	125.348.983
Egresos por Intereses	(303.544.357)	(488.178.931)
Ganancia de cambio por revaluación de activos en moneda extranjera	1.012.434.071	
Pérdidas de cambio originadas por pasivos en moneda extranjera	(2.076.839.526)	
Otros gastos financieros	(15.669.465)	(9.136.438)
D.G.I. Multas y Recargos	(137.352.772)	(76.628.990)
B.P.S. Multas y Recargos		(4.736.672)
TOTALES	**(1.445.609.326)**	**(453.332.048)**

■ NOTA 7. DEFICIT DE RENTABILIDAD ASIGNADA

El déficit de rentabilidad real en comparación con la rentabilidad asignada por el Poder Ejecutivo (8% para el período 1978 a 1982), calculada de acuerdo con la metodología prevista por el decreto 339/79 de fecha 15 de junio de 1979 (Reglamentario de la Ley Nacional de Electricidad Nº 14.694 de fecha 1º de setiembre de 1977), ascendía a miles de $ 2.537 al 31 de diciembre de 1982. El Poder Ejecutivo no ha determinado la tasa de rentabilidad asignada para los ejercicios desde 1983 en adelante. De mantenerse el porcentaje del 8%, la insuficiencia de rentabilidad para el ejercicio 1995 sería de miles de $ 262.945.

■ NOTA 8. CONDICIONAMIENTOS IMPUESTOS POR LOS PRESTAMOS SUSCRITOS CON EL BANCO INTERNACIONAL DE RECONSTRUCCION Y FOMENTO (BIRF), INTERAMERICANO DE DESARROLLO (BID) Y EL EXIMBANK-PEFCO

Se detallan a continuación las cláusulas generales de mayor relevancia, comunes a los préstamos BIRF 2484, 2622 y 3221, BID 379/OC y EXIMBANK-PEFCO (Notas 5.1c, 5.1d y 5.1f).

a) GRAVAMENES SOBRE LOS ACTIVOS

No se establecen gravámenes sobre los bienes del organismo. Si UTE conviniera con terceros algún gravamen específico sobre todos o parte de sus bienes, deberá constituir al mismo tiempo un gravamen que garantice el cumplimiento de las obligaciones derivadas de estos contratos.

b) ADQUISICION DE BIENES

La adquisición de bienes o adjudicación de contratos de construcción de obras del proyecto, debe hacerse por sistema de Licitación Pública.

c) TARIFAS

Las tarifas del suministro de energía eléctrica deben cubrir los costos y gastos de explotación y posibilitar una rentabilidad razonable sobre la inversión inmovilizada del sistema (el BIRF fija una tasa mínima de rendimiento del 6% sobre la base tarifaria).

d) RESTRICCION EN CUANTO A LA CONTRATACION DE NUEVAS OBLIGACIONES FINANCIERAS

Sin previo acuerdo, el organismo no puede asumir nuevas obligaciones financieras con vencimientos posteriores a un año. Según contrato con el BID, pueden tomarse nuevos préstamos si la deuda a largo plazo no excede 1,5 veces el patrimonio, y según contrato BIRF si los ingresos netos de un período de 12 meses anterior o posterior al momento de contraer la deuda no son inferiores a 1,5 veces el monto máximo requerido para el servicio de deuda incluyendo la nueva deuda.

e) ESTABLECER A PARTIR DEL AÑO 1980 UN FONDO DE AUTOSEGURO PARA LOS RIESGOS NO CUBIERTOS POR SEGURO EXTERNO

En el contrato con el BID se especifica que este autoseguro debe cubrir las instalaciones y equipos que se financien con los recursos del préstamo y las obras no comunes de Salto Grande (líneas de 500 kV) (Nota 1.h.).

f) INVERSIONES DE CAPITAL

En el préstamo BIRF 2622 se establece que el Organismo no podrá emprender, sin el consentimiento del BIRF y del garante, ninguna inversión de capital distinta del proyecto, que según se estime, produzca en cualquier ejercicio, gastos que junto con otros gastos en que se incurra o se pueda incurrir, sean mayores del 3% del valor bruto de los activos fijos de UTE revaluados y en servicio.

■ NOTA 9. CUENTAS DE ORDEN

Composición	$ 1994	$ 1995
Cartas de crédito abiertas en el exterior	210.999.567	182.941.890
Garantías recibidas por licitaciones	447.851.145	535.795.451
Deuda Externa pendiente de utilización	401.363.660	421.135.456
Deuda Interna pendiente de utilización	10.503.152	
B.H.U. Fondo para préstamos	1.609.720	77.638.000
Reembolsos a Solicitar	12.531.974	10.033.305
Certificados de Crédito IVA en trámite	2.782.320	
TOTALES	**1.087.641.538**	**1.227.544.102**

■ NOTA 10. AJUSTE REGIMEN DE COMPENSACION DE DEUDAS ENTRE ORGANISMOS PUBLICOS

El decreto 704/90 establece un régimen de facilidades para compensar y pagar los adeudos comprendidos entre 1/7/86 y 30/6/90 entre los incisos 2 al 27 del Presupuesto Nacional y ANCAP, UTE, ANTEL, OSE y Cía. del Gas. Los adeudos impagos serán convertidos al dólar USA al tipo de cambio interbancario vendedor promedio del mes de producción adeudado. Asimismo, establece que los citados organismos y la Tesorería General de la Nación debían suscribir convenios de pago.

En el mes de noviembre de 1994 se suscribieron convenios de pago con ANTEL y OSE por las deudas netas que mantienen los organismos por facturas posteriores al 1/7/86 e impagas al 30/6/90. De los mismos resulta que ANTEL pagará U$S 1.327.278,60 en 36 cuotas mensuales iguales y consecutivas de U$S 36.868,85 cada una a cancelarse a partir del 30/11/94 a través de la Cámara Compensadora; el saldo al 31/12/95 es de U$S 847.983,55, correspondiente a 23 cuotas.

En lo referente a OSE, deberá pagar U$S 15.950.850 que se efectivizará de la siguiente manera: 15 cuotas de U$S 161.868, desde el mes de agosto de 1994, a través de la Tesorería General de la Nación (saldo de los pagos que comenzaron en diciembre de 1992), más los pagos de un segundo convenio integrados por: una cuota de U$S 438.745 y 35 cuotas de U$S 373.830,94, las que se documentarán en 36 vale a la orden de UTE. Al 31/12/95 restan cobrar 21 cuotas de U$S 373.830,94 (correspondientes al segundo convenio) que hacen un monto de U$S 7.850.450.

Se suscribió un tercer convenio que incluye los adeudos correspondientes a la producción anterior al mes de junio de 1990 y la correspondiente a los meses de marzo, abril y mayo de 1991; el mismo determinó un monto total de U$S 1.332.750,84, el que se acordó cancelar en 24 cuotas de U$S 55.531,28 cada una; al 31/12/95 restan cobrar 13 de las mismas, por un monto de U$S 721.907.

El 26 de julio de 1995 se firmó un convenio con ANCAP, por el cual UTE reconoce que adeuda a ANCAP, al 14/7/95, la suma de U$S 14.083.165,76, obligándose a cancelar dicha deuda según el siguiente detalle:

a) cuatro cuotas iguales, mensuales y consecutivas de U$S 637.020,33 a partir del 31/7/95, a través de la Contaduría General de la Nación;
b) veintiséis cuotas iguales, mensuales y consecutivas de U$S 373.830,94 a partir del 14/8/95, pagadas directamente por UTE;
c) veinticuatro cuotas mensuales, iguales y consecutivas de U$S 75.645 a partir del 31/8/95, a través de la Cámara Compensadora.

Al 31/12/95 restan pagar 21 cuotas de U$S 373.830,94 y 19 cuotas de U$S 75.645, que ascienden a un monto de U$S 9.287.717,74.

Por otra parte, con fecha 16 de noviembre de 1994, se suscribió un acuerdo entre el Ministerio de Economía y Finanzas y UTE, por el cual se reconoció un crédito a favor de UTE contra el Tesoro Nacional referido al Fondo Energético Nacional, que ascendía al 31/12/93 a la suma de U$S 133.841.879,53. En dicho acuerdo se reconoció un crédito a favor de UTE por adelantos, por un monto de U$S 30.000.000, los que a valores del 31/12/93 correspondían a U$S 29.048.969,25.

Al 31/12/95 la totalidad del crédito asciende a U$S 157.026.778,24 por concepto de capital, y a U$S 59.038.182,83 por concepto de intereses a cobrar.

■ NOTA 11. ADELANTO DE VERSION DE RESULTADOS

El artículo 643 de la Ley 16.170 del 28/12/90 estableció la obligatoriedad de la versión de la totalidad de los resultados de los Entes Autónomos y Servicios Descentralizados con excepción de las partidas necesarias para el financiamiento de los proyectos de inversión propios y coberturas de riesgos.

El decreto 161 del 15/3/91 reglamenta los criterios técnicos aplicables en la determinación de los resultados, y establece el régimen de adelantos a verter en una cuenta de la Tesorería General de la Nación en el Banco Central del Uruguay.

De acuerdo con el preventivo financiero anual para el ejercicio 1995 el monto adelantado por este concepto ascendió a la cifra de U$S 10 millones en el mes de marzo, que se mantienen al 31/12/95 en una cuenta de activo corriente, de "Adelanto a Cuenta del Gobierno Central".

Con fecha 20 de marzo de 1996 por decreto 98/996 se estableció la reducción de los adelantos de versión de resultados (art. 643 Ley 16.170), en el monto equivalente del IRIC correspondiente a los ejercicios cerrados al 31 de diciembre de 1991, 1992, 1993 y 1994. En tanto, la versión correspondiente al mes de marzo de 1995, se considerará como Adelanto del IRIC por el ejercicio cerrado al 31 de diciembre de 1995.

■ NOTA 12. AJUSTE DE LOS ESTADOS CONTABLES POR INFLACION

Para demostrar el efecto de las variaciones en el poder adquisitivo de la moneda sobre la situación patrimonial y financiera y resultados de operaciones, los Estados Contables fueron corregidos monetariamente al cierre de los ejercicios en base a un método de ajuste integral. En el ejercicio 1994 se contabilizó un ajuste global, mientras que en el ejercicio 1995 se procedió a registrar el ajuste en forma detallada.

Las cifras ajustadas para reflejar las referidas variaciones fueron preparadas en función de los siguientes criterios:

a) ACTIVO FIJO

Los bienes del activo fijo se corrigieron de acuerdo con los criterios indicados en Nota 3.

b) INVENTARIOS

Los materiales y suministros en depósitos, como así también los materiales y suministros en tránsito fueron valuados según se explica en Nota 1.e.

c) CARGOS DIFERIDOS

Los gastos de organización y asistencia técnica en moneda extranjera fueron convertidos a moneda nacional a los tipos de cambio vigentes a las fechas de cierre de los ejercicios.

d) PATRIMONIO

El patrimonio final de cada ejercicio se determina como diferencia entre el activo y el pasivo expresado en moneda de cierre.

El resultado de cada ejercicio, expresado en moneda de cierre, se obtuvo comparando el patrimonio final (determinado como diferencia entre activo y pasivo ajustado) con el patrimonio inicial actualizado al cierre de ejercicio en base a la variación del índice de precios al por mayor.

El cálculo del patrimonio final e inicial considera además:

i) los incrementos patrimoniales por capitalización de deuda o aportes de capital del Estado efectuados en cada ejercicio, expresados en moneda de cierre;

ii) mayor valor del activo fijo de miles de $ 359.824 al 31/12/95 (miles de $ 168.000 en 1994) resultante de utilizar índices específicos (Nota 3.1.) con alzas sustancialmente superiores al índice de precios al por mayor desde el 1º de enero de 1982 al 31 de diciembre de 1995.

e) CUENTAS DEL ESTADO DE RESULTADOS

Las cuentas del Estado de Resultados fueron corregidas en base a la variación en el índice de precios al por mayor, ocurrida entre el devengamiento del resultado y el cierre del ejercicio.

El resultado por desvalorización monetaria surge como contrapartida de los ajustes señalados.

■ NOTA 13. ESTADO DE RESULTADOS

Se presentan dos formulaciones del mismo Estado, que surgen, uno de la Contabilidad Patrimonial y otro de la Contabilidad Analítica ("por Actividad").

■ NOTA 14. LEY N° 16.736. ARTICULO N° 742

Este artículo de la Ley de Presupuesto legisla sobre el tema de la capitalización de los recargos por mora en el pago de los tributos. Hasta el momento de su publicación, la situación era la que se describe a continuación:

El Código Tributario, en su artículo N° 94 prevé que la mora en el pago de los tributos será sancionada con una multa del 20% del importe del tributo más un recargo mensual a calcularse día por día, que será fijado por el Poder Ejecutivo.
Por decreto N° 200/82 del 9/6/82, el Poder Ejecutivo dispuso la capitalización mensual del recargo, lo que fue luego seguido en decretos posteriores.
La Ley N° 16.320, de fecha 1/11/92, facultó en su artículo N° 486, al Poder Ejecutivo, a establecer la capitalización cuatrimestral de los recargos por mora, referidos en el artículo N° 94 del Código Tributario.

En base a esta legislación es que se calcularon los recargos por la no versión a la DGI del Impuesto al Valor Agregado correspondiente a los contratos con Unión Eléctrica Fenosa S.A. y otros consultores hasta el 31/12/94.

El artículo N° 742 de la Ley N° 16.736 con vigencia a partir del 1/1/96, establece que: "la capitalización cuatrimestral de los recargos por mora, autorizada por el artículo N° 486 de la Ley N° 16.320 del 1/9/92 alcanzará a las deudas por tributos generadas a partir del 1° de enero de 1993 y a las que se encontraban pendientes de pago por dicho concepto a la mencionada fecha.
Los recargos generados con anterioridad a la misma y que aún estuvieren pendientes de pago a la fecha de la vigencia de la presente ley, se capitalizán a partir del 1° de enero de 1993".

En función de esta nueva norma y de la materialidad del hecho de que los recargos por mora hasta el 31/12/92 deberán calcularse linealmente y no capitalizables mensualmente o cuatrimestralmente, es que se procedió a practicar una ajuste contable a la previsión que se había constituido al 31/12/94. Para ello se recalculó el IVA, las multas y los recargos por mora.
Del mencionado ajuste, se obtuvo una disminución del saldo de dicha previsión del orden del 37% ($ 100.132.024,74).

PREVISION 31/12/94		AJUSTE		PREVISION 31/12/95	
IVA FENOSA	MULT. Y REC. CONSULTORES	IVA FENOSA	MULT. Y REC. CONSULTORES	IVA FENOSA	MULT. Y REC. CONSULTORES
12.136.533,08	256.619.294,66	275.430,91	(100.407.455,66)	12.411.963,99	156.211.839,00

■ NOTA 15. RESERVA POR EXONERACION ART. 447 LEY N° 15.903

De acuerdo al art. 25 del Título 4 del Texto Ordenado 1991, cuya fuente es el art. 447 de la Ley N° 15.903 del 10/11/87, se registró, durante este ejercicio, la Reserva por exoneración de Inversiones, que se dedujo del total de la Renta Fiscal del ejercicio finalizado el 31/12/94.

En cumplimiento con lo establecido por la ley, se dedujo del Resultado Fiscal 1994 ($ 912.998.257), un total de $ 216.396.458, los que se integran de $ 213.845.826, correspondientes al 40% del total invertido durante el ejercicio en bienes muebles ($ 534.614.563) y de $ 2.550.632, correspondientes al 20% del total invertido durante el ejercicio en bienes inmuebles ($ 12.753.162). Se realizó el total de la deducción teniendo en cuenta la existencia de un resultado contable positivo de $ 781.247.000 (con el cual generar la Reserva correspondiente) y además, la limitación de que el monto a deducir no sea superior al 40% de la Renta Neta luego de hacer las deducciones por otras exoneraciones ($ 354.724.890, que surgen del 40% sobre $ 886.812.226).

■ NOTA 16. PROVISION LICENCIAS NO GOZADAS, FRANQUEOS Y PRODUCTIVIDAD PENDIENTES

Se realizaron las registraciones correspondientes a las licencias, franqueos y productividad devengados hasta el 31/12/95, pero aún impagas a esa fecha.

En cuanto a la licencia, se registraron aquellas aún no gozadas del año 1993 por $ 4.771.129,96, las del año 1994 por $ 9.402.065,88, y las devengadas durante el año 1995 a gozar durante el año 1996, por un total de $ 60.680.275,91.

Relativo a los franqueos, se registraron los correspondientes al año 1994 por un monto de $ 26.663.398,15 y los generados durante 1995, que se van a gozar en 1996, por un total de $ 11.759.979.

Respecto al incentivo por productividad, se registró la provisión por lo devengado hasta el 31/12/95, por un monto de $ 197.677.256,96, correspondiente a los siguientes conceptos: productividad ($ 142.505.128,02), aguinaldo de productividad ($ 12.412.177,73) y aportes patronales respectivos ($ 42.759.951,21). Corresponde aclarar que la provisión por productividad se efectuó por el neto de adelantos realizados, mientras que el aguinaldo respectivo y las cargas sociales se calcularon sobre el monto nominal total.

■ NOTA 17. CONVENIO FACILIDADES DE PAGO LEY N° 16.694

Esta Ley facilitó a los sujetos pasivos del Banco de Previsión Social con obligaciones tributarias impagas, devengadas hasta el 31 de agosto de 1994, a acogerse al régimen de refinanciación dispuesto por la Ley N° 16.244 con un plazo máximo de pago de 120 cuotas.

Este régimen exonera de multas y recargos las obligaciones tributarias impagas.

En base a lo expuesto anteriormente, se realizaron los cálculos por adeudos impagos a ese organismo por todo concepto hasta el 31 de agosto de 1994, y se procedió a crear la previsión correspondiente por $ 14.288.874,80, dado que al cierre del ejercicio aún no se había firmado Convenio con las autoridades del BPS.

En función del monto resultante se estima que se pagará en 40 cuotas, separando la parte corriente de la no corriente.

Dado que para suscribir el convenio es necesario estar al día con el B.P.S. por las obligaciones surgidas con posterioridad al 31/8/94, se calculó lo adeudado por el período 1/9/94 - 31/12/95, lo que ascendió a la suma de $ 14.171.492,61, constituyéndose la Previsión correspondiente.

■ NOTA 18. ACCIONES JUDICIALES

Derivadas del desempeño de la actividad, se presentan situaciones en las que la empresa debe afrontar acciones judiciales, que resultan en derechos y obligaciones a cobrarse o pagarse en distintas condiciones. De las diversas acciones planteadas al cierre del ejercicio cabe mencionar que existían:

a) Juicios en que recayó sentencia de condena a U.T.E. y la misma se encontraba impaga al 31/12/95

Estos merecieron el reconocimiento de un pasivo al 31/12/95 por un monto total de $ 39.826,64 en el que se incluye el adeudo hasta el 31/12/95 de $ 1.875 correspondientes a una renta con vigencia hasta el 14/3/2035 que consta de un salario mínimo nacional por mes.

b) Juicios en que recayó sentencia de condena a U.T.E. y la misma fue apelada

Para éstos se efectuó una previsión por $ 406.337,24 que corresponden a U$S 57.126; de éstos, U$S 5.300 fueron apelados por el actor y el resto (U$S 51.826) fueron apelados por U.T.E..

c) Juicios en trámite en que U.T.E. es demandada

Existen 98 acciones por un monto pretendido total de $ 47.437.543,15, de las cuales 36 tienen un monto pretendido de U$S 3.573.993; 61 un monto de $ 21.567.987 y 1 por UR 3.997. Los montos referidos corresponden a los reclamados a la fecha de la demanda y en la moneda en que se entabló el juicio. Al 31/12/95 hay en trámite 147 acciones de nulidad, de las cuales podría resultar una erogación (cuyo monto aún no está determinado) como consecuencia de la anulación de actos administrativos.

d) Montos a pagar por expropiaciones

Por un total de $ 4.513.191,91 se distinguen:
- los tramitados por vía judicial, donde existen 4 acciones (se tomó posesión en 2) por un total de $ 368.814,47, de los cuales 2 son por un total de U$S 18.153 y 2 por un monto total de UR 2.159.
- los tramitados por vía administrativa, donde existen 8 acciones (con Decreto expropiatorio, pero donde U.T.E. aún no tomó posesión) por un total de $ 4.144.377,44 correspondientes a UR 37.330,0076.

e) Juicios en que U.T.E. es actora

e.1) *Por distintas causas:* al cierre del ejercicio estaban pendientes 18 casos por un monto reclamado total de $ 12.422.108.05, de los cuales 5 son por U$S 1.413.558 ($ 10.054.638,05) y los 13 restantes por un monto de $ 2.367.470.

e.2) *Juicios ejecutivos por cheques sin fondos:* al 31/12/95 la empresa tiene en trámite 28 acciones por este concepto por un monto total de $ 243.671; de éstas, hay 5 (por un monto de $ 40.150) que tienen embargo no firme, mientras que el resto posee embargo firme.

e.3) *Juicios por deudas comerciales:* mantiene 33 acciones contra distintos clientes por un monto total de $ 22.179.970, de los cuales 29 poseen embargo firme y 1 no firme (por $ 98.732); la mayoría (32) son reclamos en pesos uruguayos ($ 22.137.292) y sólo uno es en dólares USA (U$S 6.000). Estos montos corresponden a la deuda más multas y recargos al inicio del juicio.

La totalidad de los importes por juicios donde UTE es actora corresponde a los montos y monedas reclamados al inicio de los mismos.

f) Servidumbres

Por el hecho de extender líneas sobre inmuebles de terceros, la empresa es demandada al pago de indemnizaciones por servidumbres, las cuales al 31/12/95 en su totalidad correspondían a las tramitadas en vía administrativa por un monto total estimado de U$S 1.600.000, distribuidos en U$S 350.000 por líneas de 150 kV, U$S 400.000 por líneas de 230 kV y U$S 850.000 por líneas de 30 a 60 kV.

■ NOTA 19. ANEXOS A LOS ESTADOS CONTABLES

a) Estado de Fuentes y Usos de fondos

Contiene la información del origen y la aplicación de los fondos de la empresa, definiendo Fondos igual a Capital de Trabajo, y a éste como Activo Corriente menos Pasivo Corriente.

b) Evolución del Patrimonio

Dentro de la Nota 4, este anexo muestra la evolución del Patrimonio, según consta en los libros.
Se presentan las variaciones agrupadas por concepto y por cuenta, donde las columnas muestran los rubros que componen el Patrimonio, y las filas, los conceptos por los que se originaron dichas variaciones.

c) Cuadros de Inmovilizado

Se expone en éstos la información referida a:

- Inmovilizado Material: Activo Fijo en actividad destinado a la totalidad de las funciones de la empresa.

- Inmovilizado en Curso: Aquellos bienes que al cierre del ejercicio se encuentran en ejecución y que una vez finalizada, se activarán al Inmovilizado Material.

■ NOTA 20. HECHOS POSTERIORES AL CIERRE

a) CONVENIO UTE-SODRE

El 27 de febrero de 1996 se suscribió un convenio cuyo objetivo fue: 1) la coordinación entre ambos organismos para dar cumplimiento al art. 66 de la Ley N° 13.318, por la cual se debe invertir un mínimo del 20% del total de gastos de propaganda, publicidad o información, en los medios de difusión del SODRE; 2) la contratación por parte de UTE de espacio televisivo en Canal 5 (SODRE) y sus repetidoras, correspondiente a 907 minutos en horario central; 3) la forma de pago futura, que UTE deberá adoptar para la contratación de publicidad en televisión o radio del SODRE.

En la cláusula sexta del convenio, el SODRE declara que a la fecha del mismo, UTE se encuentra al día en el cumplimiento de la obligación establecida por el art. 66 de la Ley N° 13.318 al 31/12/95. Asimismo, se establece la prórroga automática del convenio por períodos anuales hasta el 1° de julio de 1999.

b) NEGOCIACIONES POR NUEVOS PRESTAMOS

El 31 de octubre de 1995 el Banco Mundial aprobó el préstamo BIRF 3949-UR por U$S 125.000.000, el cual podrá ser firmado por las partes en el correr del año 1996 al efectivizarse las condiciones del mismo. Con éste, se financiarán las obras de expansión de las subestaciones de 500 kV: I (de Montevideo) y de San Carlos, y el sistema de trasmisión de 150 kV de Montevideo, además de la renovación del sistema de distribución de Montevideo.
La tasa de interés será el Costo de los Empréstitos Calificados del Banco Mundial más 1/2 por ciento mientras que se pagará un 3/4 por ciento de comisión de compromiso. La amortización será en cuotas semestrales de U$S 6.250.000 comenzando el 15 de abril de 2001 y con último vencimiento el 15 de octubre de 2010.

Asimismo, el Banco Interamericano de Desarrollo aprobó el 29 de noviembre de 1995 el préstamo 903/OC-UR por U$S 54.000.000, el cual fue firmado el 18 de marzo de 1996, que se destinará principalmente a financiar la Interconexión Eléctrica Rivera-Livramento y la rehabilitación de las redes de distribución del Interior.
El préstamo será amortizado en cuotas semestrales luego de transcurridos seis meses de la fecha de finalización de los desembolsos y la última el 18 de marzo de 2016. La tasa de interés corresponderá al Costo de los Empréstitos Calificados más un diferencial fijado por el Banco. A su vez, se deberá pagar una comisión de crédito del 0,75% por año que empezará a devengarse a los 60 días de la fecha del contrato y U$S 540.000 para inspección y vigilancia generales.

c) INVERSIONES EN EL EXTERIOR

En el año 1996 se continúan los trámites referentes a la fusión por absorción de Central Neuquén S.A. con Central Puerto S.A., de acuerdo a lo ya indicado en la Nota 1.d.

d) COMPENSACION DE ADELANTO VERSION DE RESULTADOS CON IRIC

Con fecha 20 de marzo de 1996, por decreto 98/996, se autorizó a UTE a reducir el adelanto de versión de resultados en el monto correspondiente al IRIC de determinados ejercicios, tal cual fue mencionado en la Nota 11.

En esta publicación:

- Coordinación y Redacción:
  Gerencia de Area Planificación y Secretaría Técnica
- Diseño Gráfico y Coordinación de la edición:
  Gerencia de Sector Relaciones Públicas

Impreso en IMPRESORES ASOCIADOS / FOTOSISTEMAS S.A.
D.L. 306.415/97